

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

**Dimensionado de una instalación fotovoltaica para una
vivienda rural aislada**

Autor: Alejandro Moreno Martín



Universidad
Carlos III de Madrid
www.uc3m.es

Título: Dimensionado de una instalación fotovoltaica para una vivienda rural aislada
Grado: Ingeniería en Tecnologías Industriales
Especialidad: Tecnologías Energéticas
Departamento: Ingeniería Térmica y Fluidos
Periodo del proyecto: 01.06.2015 al 24.02.2016
ECTS: 12
Tutor: Javier Villa Briongos

Autor: Alejandro Moreno Martín

Copias: 1
Páginas totales: 112
Anexos: 5

SINOPSIS:

Este proyecto conlleva el dimensionado de una instalación fotovoltaica para un caso estudio seleccionado. La instalación consiste de un sistema compuesto por otros subsistemas: un sistema de generación fotovoltaico, un sistema de acumulación, un sistema de regulación, un sistema de adaptación de corriente y un consumidor final. En esta memoria se han llevado a cabo un análisis de cada sistema junto con los cálculos necesarios para su correcto dimensionado. También se incluye una evaluación de la viabilidad económica de la instalación final.

Finalmente se ha mostrado como la instalación puede funcionar acorde a la teoría utilizada para dimensionarlo. Por lo tanto, se concluye que el dimensionado es válido. Para su validación datos anuales sobre la irradiación y la localización del caso estudio han sido utilizados.

Prólogo

Esta memoria ha sido realizada entre los días 1 de Septiembre de 2015 y 15 de Febrero de 2016 por un estudiante de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales de la universidad Carlos III de Madrid. La especialidad del grado es Tecnología Energética y este proyecto está enfocado en este ámbito.

Esta memoria presupone un nivel de conocimiento sobre energías renovables, tecnología eléctrica y otros conocimientos generales acordes al programa educativo del Grado en Tecnologías Industriales en la Escuela Politécnica Superior. Además, es recomendable tener algún conocimiento sobre el software *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) al igual que el software *Photovoltaic Systems* (PVSYST) los cuales contienen herramientas útiles y necesarias para validar un sistema fotovoltaico.

Instrucciones:

La memoria se ajusta a los estándares científicos para citación de fuentes empleados en la misma. Las fuentes son citadas alfabéticamente al final de esta memoria, la cual sigue el método indicado por la universidad de Harvard donde las fuentes son citadas como [Apellido, año]. Esta cita se refiere a la bibliografía al final de la memoria, donde los libros son listados con el autor, año, título, edición y editorial; páginas web son listadas con autor, título, fecha de adjudicación y URL. Las figuras y las tablas son enumeradas de acorde al capítulo en el que se encuentran y orden de aparición.

Índice general

Nomenclatura	1
1 Introducción	5
1.1. Estado del Arte	6
1.2. Sostenibilidad y Medio Ambiente	16
2 La Energía Solar	21
2.1. Energía Solar Fotovoltaica	23
2.2. Nuevas tecnologías en el sector fotovoltaico	26
3 Sistemas fotovoltaicos autónomos	29
3.1. Definición del sistema fotovoltaico	29
3.2. Elementos sistema fotovoltaico autónomo	30
4 Descripción y Dimensionado	49
4.1. Caso Estudio	49
4.2. Localización de la instalación	52
4.3. Demanda de la vivienda	54
4.4. Dimensionado de la instalación	57
4.5. Validación de los cálculos	71
5 Análisis Económico	75
6 Discusión de los resultados	79
7 Conclusión	81
8 Perspectiva	83
Bibliografía	85
A Elementos principales de las baterías	
B Inclinación de los paneles fotovoltaicos	
C Descripción del uso de PVSYST	
D Hoja de características del módulo fotovoltaico	
E Hoja de características del regulador fotovoltaico	

Nomenclatura

Variables físicas:

C_{bat}	Capacidad de la batería	[Ah]
C_{bat750}	Capacidad de la batería para el modelo OPzS-750	[Ah]
C_{bat850}	Capacidad de la batería para el modelo OPz-S-850	[Ah]
$C_{bat1000}$	Capacidad de la batería para el model OPzS-1000	[Ah]
C_n	Capacidad nominal	[Wh]
C_{nd}	Capacidad nominal diaria	[Wh]
C_{ne}	Capacidad nominal estacional	[Wh]
E	Eficiencia de conversión	[—]
E_{panel}	Energía generada por un panel	[Ah/día]
$E_{campo, fv}$	Energía generada por el campo fotovoltaico	[Ah/día]
E_D	Consumo de energía diario	[Wh]
F_{CT}	Factor corrección de temperatura	[—]
G	Electricidad generada	[kWh/m ²]
G_d	Radiación solar global	[kWh/m ²]
G_{dm}	Radiación solar media mensual	[kWh/m ²]
G_{CEM}	Irradiación solar en condiciones estandar de medida	[kW/m ²]
I	Intensidad nominal	[A]
I	Irradicación solar	[kWh/m ²]
$I_{campo, fv}$	Corriente del campo fotovoltaico	[A]
$I_{entrada}$	Corriente de entrada	[A]
$I_{GFV, MPP, STC}$	Corriente nominal del generador en el punto de máxima potencia y condiciones estandar	[A]
I_{mp}	Corriente a máxima potencia	[A]
I_{max}	Corriente en punto máxima potencia	[A]
$I_{MOD, MPP, STC}$	Corriente nominal del módulo en el punto de máxima potencia y condiciones estandar	[A]
$I_{mp, total}$	Intensidad a máxima potencia del generador	[A]
I_{opt}	Irradiación óptima	[Wh/m ²]
I_{panel}	Corriente máxima circulante por el panel	[A]
I_R	Corriente máxima del regulador	[A]
I_{salida}	Corriente de salida	[A]
I_{SC}	Corriente de cortocircuito	[A]
k	Conductividad	[1/Ωm]
K	Constante	[—]
L	Vida útil	[años]
L	Longitud conductores	[m]
L_{md}	Consumo diario medio mensual	[Wh/día]
N_p	Número ramas en paralelo	[ramas]
$N_{bat, s}$	Número de baterías en serie	[baterías]
$N_{paneles}$	Número de paneles	[paneles]

$N_{ramales}$	Número de ramales	[paneles]
N_s	Número módulos en serie	[módulos]
$N_{SolarixOmega}$	Número de reguladores del model Solarix Omega	[reguladores]
$N_{6OPzS-750}$	Número de baterías del modelo 6OPzS-750	[baterías]
$N_{7OPzS-850}$	Número de baterías del modelo 7OPzS-850	[baterías]
$N_{6OPzS-1000}$	Número de baterías del modelo 6OPzS-1000	[baterías]
PR	Ratio de rendimiento	[-]
PR	Factor de pérdidas	[-]
P_{AC}	Potencia cargas en AC	[W]
P_{DC}	Potencia cargas en DC	[W]
$P_{Dmax,d}$	Profundidad de descarga diaria	[-]
$P_{Dmax,e}$	Profundidad de descarga estacionaria	[-]
P_{INV}	Potencia del inversor	[W]
P_{max}	Máxima potencia	[W]
$P_{max,d}$	Máxima potencia demandada	[W]
$P_{mp,min}$	Potencia pico mínima	[kWp]
Q_{Ah}	Consumo diario mensual	[Ah/día]
R_β	Irradiación incidente	[Wh/m ²]
S	Sección	[mm ²]
V	Tensión nominal	[V]
V_{BAT}	Tensión nominal de la batería	[V]
V_{mp}	Tensión a máxima potencia	[V]
V_{max}	Tensión en punto máxima potencia	[V]
$V_{mp,total}$	Tensión a máxima potencia del generador	[V]
V_{OC}	Tensión en circuito abierto	[V]
V_{rc}	Tensión de rearme de carga	[V]
V_{rd}	Tensión de rearme de descarga	[V]
V_{sd}	Tensión de corte de sobredescarga	[V]
V_{sc}	Tensión de corte de sobrecarga	[V]
ΔV	Caida de tensión	[%]
η_{inv}	Eficiencia del inversor	[-]
η_{panel}	Eficiencia del panel	[-]
α	Ángulo de azimuth	[°C]
β	Ángulo de inclinación	[°C]
ρ	Resistividad del conductor	[Ωm]

Abreviaciones:

ACS	Agua Caliente Sanitaria
BP	British Petroleum
CM-SAF	Climate Satellite Application Facilities
FiT	Feed in Tariffs
FV	Fotovoltaico
GFV	Generador Fotovoltaico
GHG	Green House Gases
HPS	Horas Pico Solar
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IEA	International Energy Agency
JRC	Joint Research Center
mod	Módulo
MPPT	Punto de Máxima Potencia
OPV	Organic Photovoltaics
PIB	Productor Interior Bruto
PV	Photovoltaic
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PVPS	Photovoltaic Power System
PWM	Pulse Width Modulation
RD	Real Decreto
SHS	Solar House System
SOC	State Of Charge
STC	Standard Conditions
TSO	Transmission System Operator

Introducción

1

En este capítulo se presenta la motivación para la realización de este proyecto fin de grado. Para ello, se establece un objetivo global de todo el proyecto que será completado con las conclusiones del final, y se define un alcance del proyecto donde se establecen las bases del mismo. Por último, en esta introducción se recoge en un marco general las políticas energéticas, avances tecnológicos y situación actual de la temática a desarrollar.

Motivación y Objetivo

Mientras que la tecnología y la industria fotovoltaica van incrementando su peso en el interés público, la demanda de sistemas fotovoltaicos, cada vez más eficientes, sigue aumentando. Para poder llegar a una mejor eficiencia y optimizar su uso, es necesario conocer en detalle cómo funcionan los sistemas fotovoltaicos y cómo se comportan en diferentes condiciones.

El objetivo de este proyecto es estudiar y dimensionar el funcionamiento de una instalación fotovoltaica para un caso estudio determinado con unas condiciones específicas. El caso a estudiar consta de una vivienda unifamiliar aislada de uso diario en un entorno rural, de modo que sea autosuficiente energéticamente mediante un sistema fotovoltaico.

La instalación fotovoltaica al completo, puede garantizar durante varios días un suministro fiable de electricidad incluso con ausencia de sol debido a su capacidad de acumulación.

Alcance

Este proyecto abarca la tecnología relacionada con los distintos sistemas de captación de energía fotovoltaica en general y con la energía fotovoltaica en instalaciones rurales de uso doméstico en particular. También abarca las políticas energéticas actuales junto con las medidas económicas oportunas.

Para llegar al desarrollo del objetivo marcado anteriormente, este proyecto contiene los cálculos, análisis e investigaciones necesarios que son descritos brevemente a continuación.

Como punto de partida se hace un estudio de la tecnología involucrada en instalaciones fotovoltaicas y sus limitaciones para ver si se pueden emplear en el caso estudio seleccionado. Además, es importante considerar la situación a nivel mundial y nacional del sector fotovoltaico, ya que las medidas tomadas por los gobiernos e instituciones internacionales pueden tener mucha influencia en un sector como el de la energía.

Se estudiarán las características del emplazamiento desde el punto de vista fotovoltaico para poder evaluar las características del sistema en dicho emplazamiento. Para el

correcto dimensionado del sistema, se calculará la demanda de electricidad para el caso estudio según unas pautas establecidas y se estimará la cantidad de recursos necesarios para realizar la instalación fotovoltaica en el caso estudio seleccionado. Por último, es necesario realizar una validación de la instalación dimensionada según distintas situaciones operacionales. Para ello se emplea un software seleccionado como herramienta y se analiza la viabilidad económica del proyecto.

1.1. Estado del Arte

En la actualidad, el sector energético en España, según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, supone una pieza clave para la economía debido a su gran valor estratégico, ya que la energía es un recurso imprescindible en cualquier industria o servicio. Por lo tanto, los principales objetivos establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo son la seguridad de abastecimiento, la competitividad de los mercados y la protección del medio ambiente buscando un crecimiento sostenible, [MINETUR, 2015].

El contexto en el que establecen dichos objetivos es uno que viene marcado en los últimos años por:

- Elevada demanda de hidrocarburos, ya que dos tercios de la energía primaria consumida son cubiertos por hidrocarburos.
- El 70 % de la demanda energética es cubierta con importaciones, lo que supone una independencia energética muy baja.
- Alto crecimiento de la demanda energética, en torno al 5 % anual, y superior al crecimiento del PIB.
- Una política energética que reacciona ante nuevos cambios del sector: Privatización de los monopolios energéticos por empresas que compiten por el suministro de los distintos servicios.

El gran auge de la energía solar fotovoltaica en los últimos 5 años ha sido uno de los acontecimientos más importantes y decisivos en el sector industrial energético, y está redefiniendo el futuro de la generación de energía a nivel mundial. En estos años, los costes se han reducido entre un 70 % y un 80 %, y siguen disminuyendo como muestra la figura 1.1, mientras que el coste de la electricidad en general aumenta. Esta figura representa en una gráfica logarítmica la brusca disminución del precio de los módulos fotovoltaicos en función de la producción de energía acumulada a lo largo de los últimos 30 años. Como resultado, la fotovoltaica será capaz de alcanzar la plena competitividad con electricidad de la red (que se define como la paridad de dinámica de la red) en los próximos años.

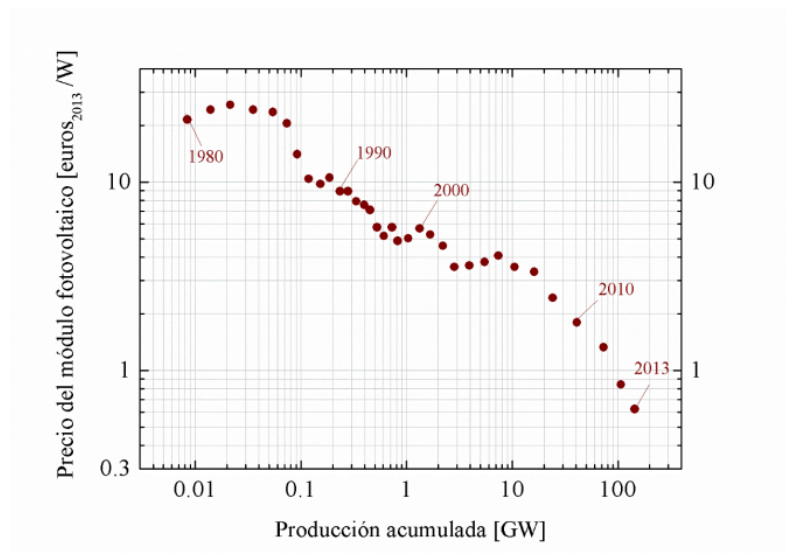


Figura 1.1. Precio del panel fotovoltaico de panel plano en función de la producción acumulada, [Marea, 2014].

Además, últimamente las políticas medioambientales de la energía están siendo muy activas. Con la creación de órganos específicos, como por ejemplo el Consejo Nacional del Clima, tras la firma de los compromisos del Protocolo de Kioto, junto con la creación de un Plan de Fomento de las Energías Renovables y un Plan de Eficiencia Energética se pretende dar impulso al pilar medioambiental de la política energética. El Protocolo de Kioto forma parte de la Convención Marco de las Naciones sobre el cambio climático y a través del cual se establecen unos límites para las emisiones de gases causantes del efecto invernadero. El objetivo principal de esta convención es la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero bajo un nivel que permita un desarrollo sostenible y no interfiera de manera peligrosa con nuestro sistema climático.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo declara que actividades como el procesado, transformación y consumo de energía suponen el 80 % de las emisiones de CO_2 a nivel mundial, por lo que la energía es un sector clave de cara al cambio climático. Asimismo, los principales gases del efecto invernadero, como el CO_2 y CH_4 , son procedentes de la quema de combustibles fósiles e instalaciones de hidrocarburos y gas.

En relación a la seguridad del suministro de gas y electricidad, es importante mencionar el Plan Energético 2002-2011 el cual define la planificación del desarrollo de las Redes de Transporte de gas y electricidad. En la misma línea, los objetivos para la energía nucleoelectrónica están dirigidos al mantenimiento de los parques nucleares en condiciones óptimas de seguridad y fiabilidad, con una puesta al día de los equipos permanente y una ejecución de programas de I+D sobre gestión de vida útil, materiales y métodos [MINETUR, 2015].

Como se ha mencionado anteriormente, el suministro eléctrico durante picos de alta demanda junto con el respeto al medio ambiente son aspectos esenciales de las políticas energéticas y requieren de una gran planificación. Para ello, es importante prever la evolución de la demanda energética española y planificar la inversión en nuevas

instalaciones e infraestructuras de transporte para cubrir dicha demanda.

Para planificar las operaciones en los sectores de electricidad y gas el Estado español lleva a cabo unos Planes de Desarrollo de Redes de Transporte y Planificación, al igual que las empresas encargadas del transporte, denominadas TSO (en inglés Transmission System Operators), y de la comercialización. La planificación consiste en prever las futuras necesidades energéticas y llevar a cabo las debidas actuaciones para suplirlas. Particularmente, el sector energético está condicionado por el estado de las infraestructuras de soporte, y las cuales conllevan un periodo largo desde que se identifica la necesidad hasta su implantación final. Por lo tanto, una de las herramientas fundamentales de la política energética es la constante adaptación de las previsiones y una anticipación a la realidad cambiante, [MINETUR, 2015].

1.1.1. Situación fotovoltaica global

Desde el año 1992 se ha contabilizado un despliegue de al menos 137 GW de sistemas fotovoltaicos por todo el mundo. Sin embargo, la diversidad de los mercados fotovoltaicos requiere una mirada más profunda en la forma que han evolucionado los mercados, para comprender las causas que han conducido este crecimiento. La tecnología fotovoltaica es una de las primeras energías renovables adoptada globalmente para cubrir necesidades eléctricas básicas, especialmente en zonas rurales no conectadas a la red, como se mostrará más adelante [A.Chaurey, 2010a].

Los datos mostrados a continuación pertenecen al programa “IEA PVPS Programme”. Los países miembros de la IEA representan más de 125 GW acumulados de instalaciones FV a finales de 2013. Ocho países no miembros representan 10.7 GW instalados adicionales, mayormente en Europa: Grecia 2.56 GW; República Checa 2.17 GW; Rumania 1.15 GW y Bulgaria 1.02 GW. Seguido a estos países, India ha instalado más de 2.3 GW y Taiwán llega a los 276 MW, [Programme, 2015b]. Este crecimiento global se puede ver representado en la figura 1.2.

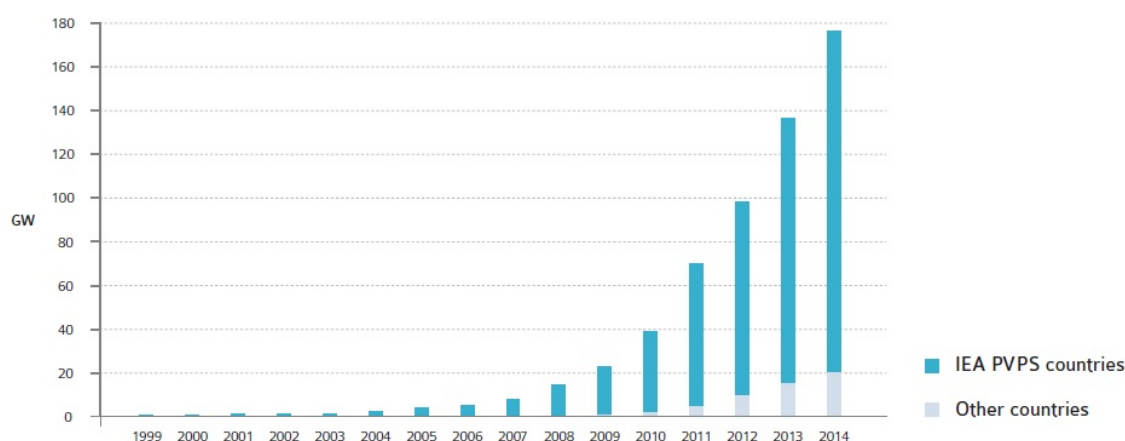


Figura 1.2. Evolución de las instalaciones fotovoltaicas acumuladas (GW) en 2015, [Programme, 2015b].

Numerosos países por todo el mundo han comenzado a desarrollar instalaciones FV pero

solo unos pocos han llegado a un nivel significativo en términos de capacidad instalada. Sólo en el año 2013 los países miembros del Programa de la IEA han instalado al menos 35 GW y junto con los países no miembros, aunque es difícil de contabilizar, se estima una capacidad instalada de hasta 40 GW.

Se puede decir que el año 2014 ha sido un año de gran crecimiento del mercado en torno a un 35 %, ya que en 2012 se produjo un relativo estancamiento comparado con el 2011 y como muestra la figura 1.3.

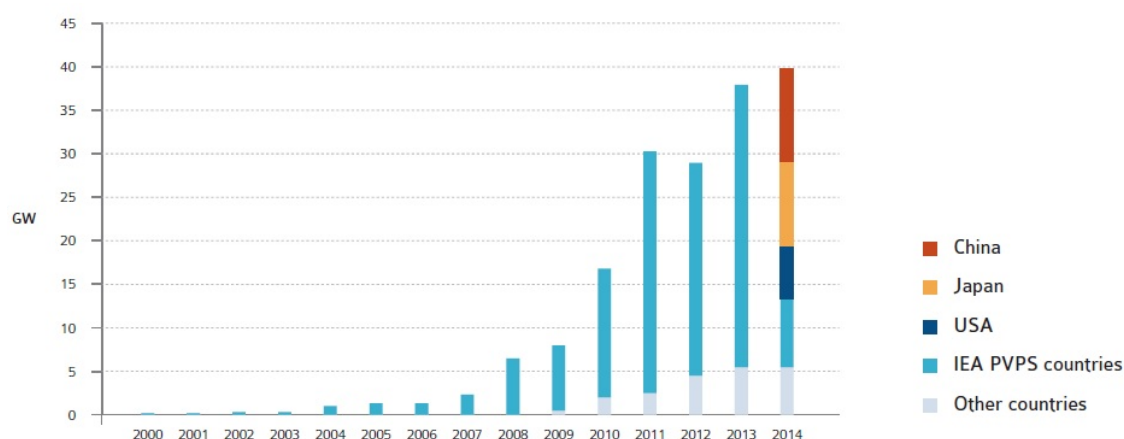


Figura 1.3. Evolución anual de las instalaciones fotovoltaicas (GW), [Programme, 2015b].

China instaló en 2013 12.92 GW batiendo un record absoluto que sitúa al país en primer lugar de potencia instalada. Esto es posible debido a la voluntad política de desarrollar energías renovables, y en particular fotovoltaica, en un periodo a medio-largo plazo. El segundo lugar es para Japón con 6.97 GW instalados, mientras que EEUU instaló 4.75 GW de sistemas fotovoltaicos.

Grandes mercados como el de Alemania e Italia han intercambiado las primeras plazas de la lista hasta 2012, cuando China y Japón llegaron a los 3 primeros puestos. Los 10 líderes de la lista no han variado, excepto Rumania que entro en el ranking en 2013 y Francia que salió. Desde 2013 el reparto del mercado entre países con la aparición de China, Japón y EEUU es algo razonable. La evolución de los diez mayores mercados y su posicionamiento está representado en la figura 1.4, [Programme, 2015a].

RANKING	2011	2012	2013
1	ITALY	GERMANY	CHINA
2	GERMANY	ITALY	JAPAN
3	CHINA	CHINA	USA
4	USA	USA	GERMANY
5	FRANCE	JAPAN	ITALY
6	JAPAN	FRANCE	UK
7	BELGIUM	AUSTRALIA	INDIA
8	UK	INDIA	ROMANIA
9	AUSTRALIA	UK	GREECE
10	GREECE	GREECE	AUSTRALIA
MARKET LEVEL TO ACCESS THE TOP 10			
	425 MW	912 MW	811 MW

Figura 1.4. Evolución de los 10 mayores mercados, [Programme, 2015a].

La mayoría de países europeos y miembros de la IEA han seguido unas políticas energéticas similares. Se puede hacer un análisis independiente de la evolución de los mercados de los distintos países y sus mayores incorporaciones como se recoge en la figura 1.5. Los países que más se alejan de la tendencia general son China y Japón, pues han tenido una fuerte inversión en capacidad de instalación en los últimos 3 años que no han tenido el resto de países.

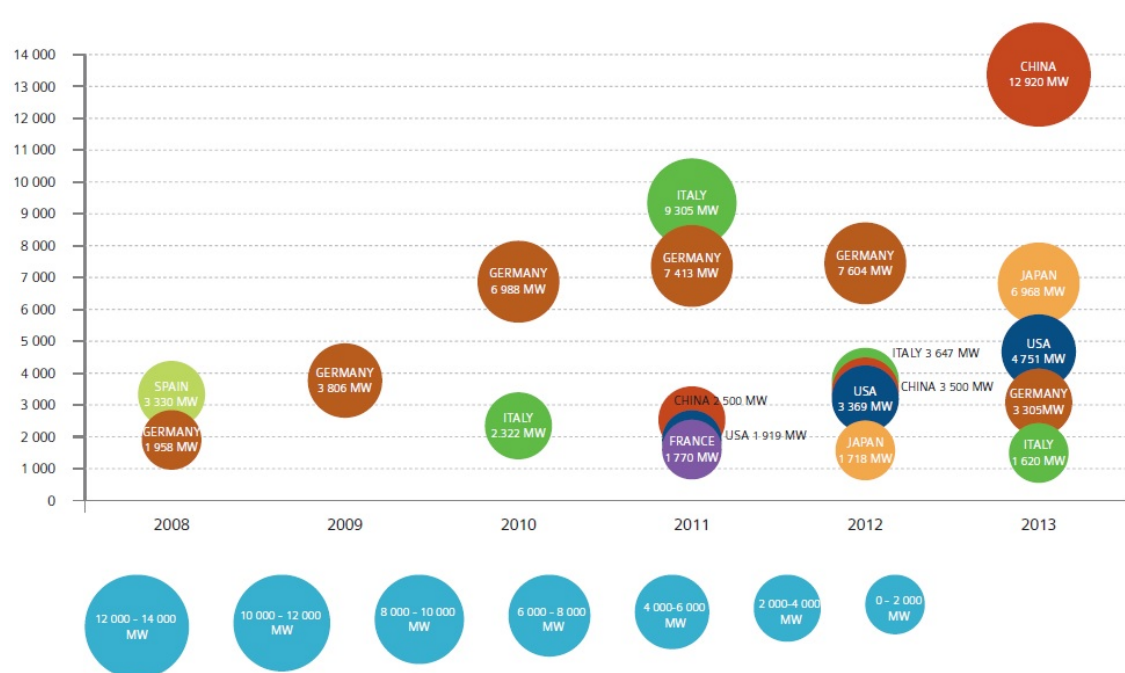


Figura 1.5. Los 20 mayores incrementos en capacidades FV (MW), [Programme, 2015a].

1.1.2. El sector fotovoltaico en España

Si se toma como protagonista el contexto de España, la situación es la siguiente y los datos básicos a finales del año 2014 están mostrados en el cuadro 1.1, [Programme, 2015a].

Consumo Eléctrico Final	234	TWh
Habitantes	47	MILL.
Irradiación	1600	kWh/kW
Instalaciones FV en 2013	102 (AC)	MW
Capacidad FV instalada	4640 (AC)	MW
Penetración FV	3,6	%

Cuadro 1.1. Características fotovoltaicas España, [Programme, 2015a]

A continuación se expone un breve resumen de la compleja situación española en los últimos años: En 2007 y 2008 los programas FiT (Feed in tariffs) dispararon una rápida expansión del mercado FV, pues hasta el 2007 el apoyo en la energía fotovoltaica era total como se muestra en el RD 661/2007 y en el cual se asegura una prima por kWh producido durante los siguientes 25 años. En dichos años grandes instalaciones FV llevaron a España al primer lugar de la lista mundial. En octubre de 2008, a raíz de la fuerte crisis económica en la que estaba sumido el país, se declaró una moratoria con el fin de controlar el crecimiento y el FiT fue aprobado solo tras un proceso de registro que limitó la instalación de 500 MW al año.

Durante el 2009, debido al tiempo necesario de poner la nueva regulación en marcha, el mercado disminuyó a un rango entre los 100 y 450 MW, como también se aprecia en la figura 1.2. En 2013, 102 MW de corriente alterna fueron instalados en España, y esta transición se puede ver respresentada en la figura 1.6 con datos de la Unión Española Fotovoltaica. Consecuentemente, pequeños y grandes inversores se apresuraron para finalizar los proyectos en el plazo de un año, y así poder acogerse al marco antiguo de primas. Esto provocó un fuerte aumento de la demanda de paneles solares, que desencadenó en un colapso del mercado de paneles y un aumento de su precio. Desde entonces, el gobierno trata de controlar la cantidad de MW instalados trimestralmente e incentiva un desarrollo continuo, [Gallardo, 2012].

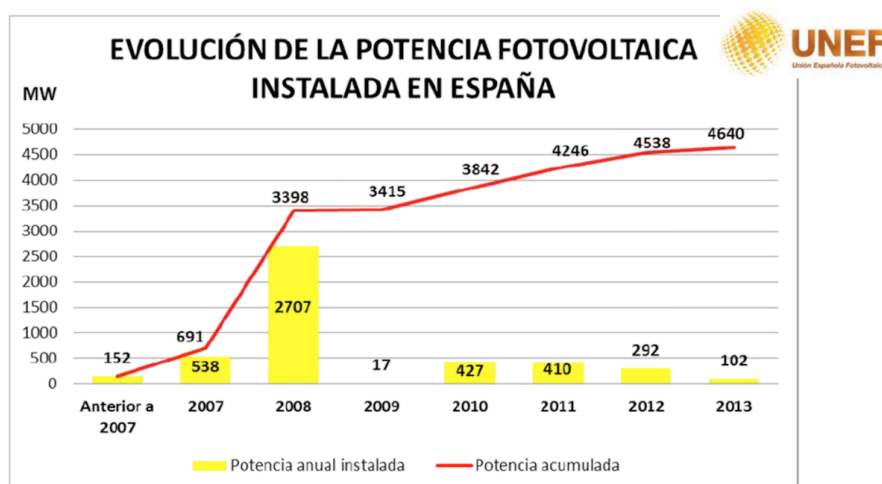


Figura 1.6. Evolución de la potencia instalada en España (MW), [Fotovoltaica, 2014].

En España se limitó el precio de la electricidad de venta al por menor, y en caso de que

haya diferencia con el coste de generación el déficit es pagado por el consumidor final. El déficit acumulado de estas políticas alcanza los 34 BEUR a fecha de Diciembre de 2014, y se estima que el coste de las renovables pagadas por los consumidores han contribuido al 25 % aproximadamente de dicha cantidad. Para disminuir ese déficit, se han tomado medidas retroactivas para reducir los FiT ya concedidos a fuentes de energía renovables. Algunas de las medidas tomadas han afectado retroactivamente a los procedimientos fotovoltaicos. Un ejemplo visible son las limitaciones establecidas a las instalaciones fotovoltaicas, en las que únicamente se reciben FiT durante unas horas determinadas. Consecuentemente, los FiT son concedidos a una parte de la producción anual, desde que el número de horas de operación definidas es inferior al de horas reales de producción de sistemas fotovoltaicos, [Agency, 2014].

En 2010 se limitaron las primas de los primeros 25 años a los inversores de energía fotovoltaica mediante el RD 1565/2010, el cual reduce un 30 % el sistema de pago de primas. También se diferenciaron dos tipos de primas, unas para las instalaciones en edificaciones y otras para el resto, cada una con sus debidos cupos y tarifas, [Gallardo, 2012]

Todo esto ocurrió en un contexto de excesos de capacidad en las plantas eléctricas y unas interconexiones limitadas. Como resultado, los accionistas y operadores de la red se oponen a dicha situación y fuerzan al gobierno para decidir una moratoria para todas las nuevas plantas renovables y proyectos de cogeneración beneficiarios del FiT desde enero de 2012. Desde entonces, impuestos y medidas retroactivas han sido tomadas para reducir las cantidades de dinero pagadas a productores fotovoltaicos. En julio de 2013, se terminó el sistema de FiT y los nuevos esquemas deben estar basados en la remuneración de las capacidades en lugar de la producción. El nuevo sistema está basado en estimar unos costes estándar con la posibilidad de cambiar las cantidades pagadas cada cuatro años. En el 2013 el Gobierno realizó una gran reforma energética con el objetivo de equilibrar el sistema eléctrico y garantizar el suministro y así corregir el déficit de tarifa. Esta reforma, con el fin de proteger y fomentar las energías renovables, tomaba las siguientes medidas, [Fotovoltaica, 2014]:

- RD Ley 9/2013: Deroga la normativa anterior y establece un nuevo régimen retributivo para las energías renovables garantizando un 7,5 % de rentabilidad.
- Ley 24/2013: Establece y asegura la regulación del sector eléctrico y su sostenibilidad económica
- RD 413/2014: Establece régimen jurídico y económico para las energías renovables, junto con los derechos y obligaciones de los productores.
- Orden Ministerial IET/1045/2014: Aprueba las retribuciones de los distintos tipos de instalaciones y clasifica todas las energías renovables en España.

La situación de España puede considerarse única en Europa, debido a la forma en la que la tecnología fotovoltaica ha penetrado en los sistemas de potencia españoles. Esta introducción tecnológica ha sido llevada a cabo enfocada a la prevención y resolución de problemas del sistema eléctrico. Sin embargo, en países como Alemania o Italia, se han centrado en desarrollar la normativa de las redes enfocada a los desafíos a nivel de distribución, [Agency, 2014].

Hasta este punto se ha mostrado el contexto global de las instalaciones fotovoltaicas con

conexión y sin conexión a red, especialmente en Europa. Aún así, es importante y necesario investigar más en profundidad los proyectos desarrollados y la tecnología empleada en el sector Off-grid, pues tiene una relación más directa con los objetivos de este proyecto.

En resumen, no hay duda de que se han llevado a cabo importantes avances tecnológicos que posibilitan la instalación de sistemas fotovoltaicos en numerosos entornos rurales y urbanos. Estos avances hacen que la opción fotovoltaica sea cada vez más ventajosa, pero no siempre es así ya que hay que tener también en cuenta la situación política y legislativa, en este caso, española. En este apartado se han mostrado algunas de las medidas legislativas más importantes llevadas a cabo en los años más recientes en España, y las cuales parecen indicar una situación del mercado compleja y poco favorecida por el Estado debido a la crisis sufrida en los últimos años. Dada la incertidumbre política del momento es difícil predecir si las ayudas y los costes a las inversiones en fotovoltaica mejorarán en los próximos años, por lo que es importante asegurar la rentabilidad de un proyecto fotovoltaico antes de su desarrollo. Aún así, el sector fotovoltaico tiene un carácter optimista gracias a la situación geográfica privilegiada de España y un creciente interés público.

1.1.3. Mercado Off-grid

El Mercado de los sistemas fotovoltaicos no conectados a red (Off-grid) no puede compararse con el conectado a la red, pues el rápido despliegue de los sistemas FV conectados a red empequeñece el de los no conectados, como muestra la figura 1.7.

No obstante, las aplicaciones Off-grid están siendo desarrolladas rápidamente en muchos países. En Australia 28 MW Off-grid han sido instalados en 2013, le sigue Japón con 14.1 MW instalados. En China se calcula que 500 MW han sido instalados junto con un gran porcentaje desconocido de sistemas híbridos. Aún así, estas cantidades no son comparables con las mencionadas anteriormente en la figura 1.3.

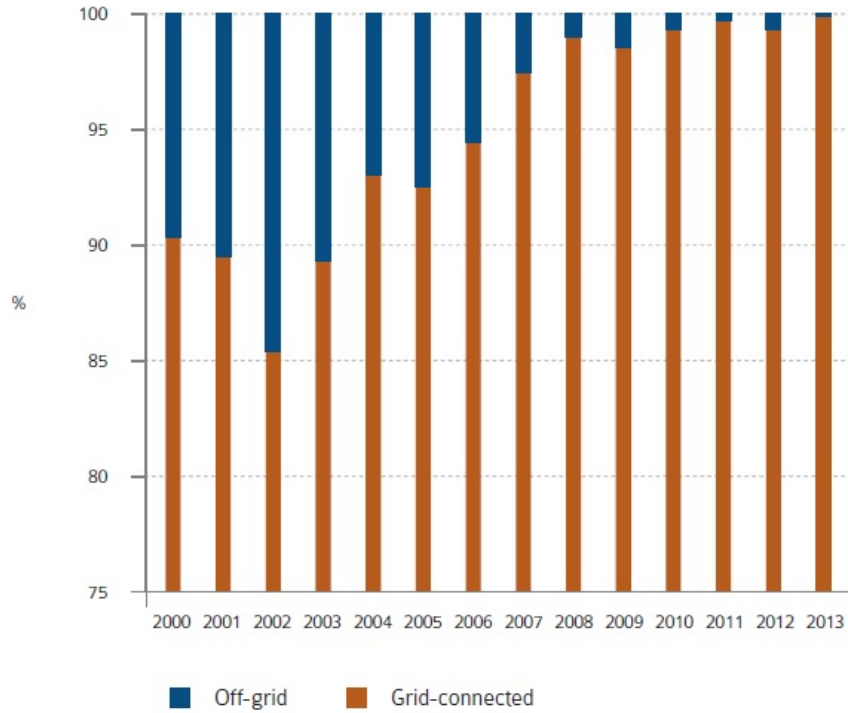


Figura 1.7. Evolución anual de las instalaciones Off-grid, [Programme, 2015a].

El mercado Off-grid permanece reducido en la mayoría de los países europeos. Principalmente se emplea en áreas remotas, ocio y equipos de comunicación. Algunas áreas de montaña están equipadas con FV como alternativa para el transporte de fuel a zonas de difícil acceso. Si se contrasta la figura 1.7 con la figura 1.8, se puede apreciar el mercado FV Off-grid ha crecido favorablemente entre los años 1990 y 2002. En ese punto, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red han tenido un gran auge y han dejado a los sistemas off-grid en segundo plano.

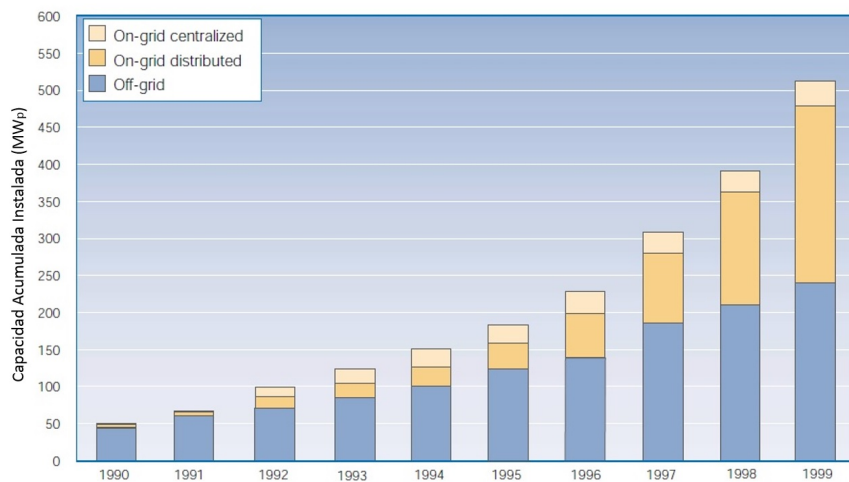


Figura 1.8. Evolución anual de las instalaciones Off-grid entre 1990 y 1999, adaptado [International Energy Agency, 2001].

1.1.4. Comparación SHS vs Minigrids

Una vez analizado la situación tanto a nivel global como nacional y el mercado off-grid, se va también a tener en cuenta otros tipos de instalaciones muy comunes como las que se presentan en esta sección.

A continuación se muestra una comparación entre sistemas solares en viviendas rurales (SHS) y pequeñas redes fotovoltaicas (microgrids), obtenida de un análisis técnico-económico llevado a cabo en el Instituto de Tecnología para Estudios energéticos en Nueva Delhi. Esta comparación esta basada en proyectos desarrollados en entornos rurales, como es el caso estudio de este proyecto, [A.Chaurey, 2010b].

Se conoce como SHS o Solar House System aquella instalación compuesta de uno o varios módulos FV que cargan una batería con un regulador para dar suministro a cargas DC como lámparas, televisiones, etc. Tienen numerosas aplicaciones aisladas y se pueden asimilar a las instalaciones independientes no conectadas a la red que se emplean en áreas rurales de España. Por el contrario, los microgrids están diseñados para generar electricidad centralizada para suministrarla a una pequeña comunidad, en este caso rural. Normalmente pueden suministrar fácilmente hasta 220 V y 50 Hz a viviendas y negocios durante 24 horas si están combinadas con sistemas diesel, de biomasa o aerogeneradores.

La principal ventaja de los microgrids es una mayor eficiencia y un espacio de almacenamiento reducido, comparado con los SHS. Sin embargo, los SHS suelen ser preferidos para comunidades independientes en aspectos operacionales y de gestión sin tener en cuenta el tamaño de la comunidad y la demanda, lo cual es poco frecuente en España. Si se atiende a los costes anuales de ambas inversiones con la misma demanda, se llega a la conclusión de que los microgrids son más económicamente viables para una comunidad de unos 500 habitantes en un terreno preferiblemente llano para cubrir una demanda media de electricidad durante 4 horas al día, algo que puede ocurrir en países poco desarrollados como zonas del sudeste asiático, [A.Chaurey, 2010b].

Es importante a la hora de tener en cuenta los resultados de esta comparación que la situación económica y energética en la India no es la misma que en España, como tampoco el estilo de vida. Este análisis sirve para evaluar como se desarrolla este tipo de tecnología en distintas partes del mundo a unas escalas diferentes.

1.1.5. ¿Porqué energía fotovoltaica?

Identificar el valor añadido, las ventajas y desventajas de la tecnología FV es crítico para ilustrar la efectividad de un sistema FV y así facilitar su entrada en el mercado. Hay numerosos elementos impulsores clave, como el impacto medioambiental, la seguridad energética, la creación de empleos y la electricidad competitiva en los mercados, los cuales tienen un impacto a distintos niveles de la sociedad, [International Energy Agency, 2001].

Los sistemas fotovoltaicos ofrecen un suministro eléctrico con un impacto medioambiental menor que el resto de opciones eléctricas. Por lo tanto, cuadra muy bien dentro de programas medioambientales a niveles tanto internacional como nacional. Las emisiones de gases de efecto invernadero, emisiones de agua y aire son bajas, como incluyen mucho programas de energías renovables en la mayoría de países europeos. Además el impacto

visual, especialmente cuando está integrado en edificios, y el nivel de ruido son mínimos lo cual favorecen la aceptación social de esta tecnología.

La creación de empleo ha sido identificado como un beneficio importante en mucho países, ya que genera oportunidades dispersas sobre una amplia área geográfica. El empleo es un impulso clave vital para los gobiernos, y muchos tratan de ofrecer grandes paquetes de incentivos para atraer plantas de fabricación fotovoltaica a sus países.

La seguridad energética es importante tanto para la industria como para los gobiernos. El Proyecto de Planificación y Desarrollo de la Red 2015-2020 llevado a cabo por Red Eléctrica de España con colaboración del gobierno, muestra las medidas necesarias para ser competentes en el futuro y poder cubrir la demanda eléctrica futura, y cuyos tres pilares clave son: La seguridad de suministro, la sostenibilidad ambiental y la eficiencia, [Red Eléctrica de España, 2015].

1.2. Sostenibilidad y Medio Ambiente

La energía fotovoltaica se identifica como una energía limpia y renovable, pues se consigue gracias a la irradiación del Sol, la cual si no se utiliza queda reflejada y desaprovechada, y además no genera gases con efectos contaminantes como el CO_2 . Sin embargo, esta última afirmación no es totalmente cierta, ya que para la fabricación de los paneles fotovoltaicos, inversores, cables, soportes y otros elementos se consume energía convencional proveniente de plantas de hidrocarburos, combustibles, etc. También la mano de obra empleada, el transporte de piezas y materiales, y todo tipo de actividades industriales que son necesarias para la producción de los módulos fotovoltaicos pero a la vez contribuyen a la generación de CO_2 y otros gases contaminantes.

Se estima que en países como Australia se emiten 104 g CO_2 /kWh producido, mientras que las plantas de carbón emiten 934 g CO_2 /kWh y las plantas de ciclos combinados emiten 439 g CO_2 /kWh llegando a una reducción de emisiones de CO_2 del 89 % y del 76 % respectivamente, [International Energy Agency, 2001]. En la figura 1.9 se muestra una comparación de las emisiones de CO_2 (g/kWh) en función de si está siendo generado en instalaciones fotovoltaicas (PV-low y PV-high) o en plantas de quema de hidrocarburos.

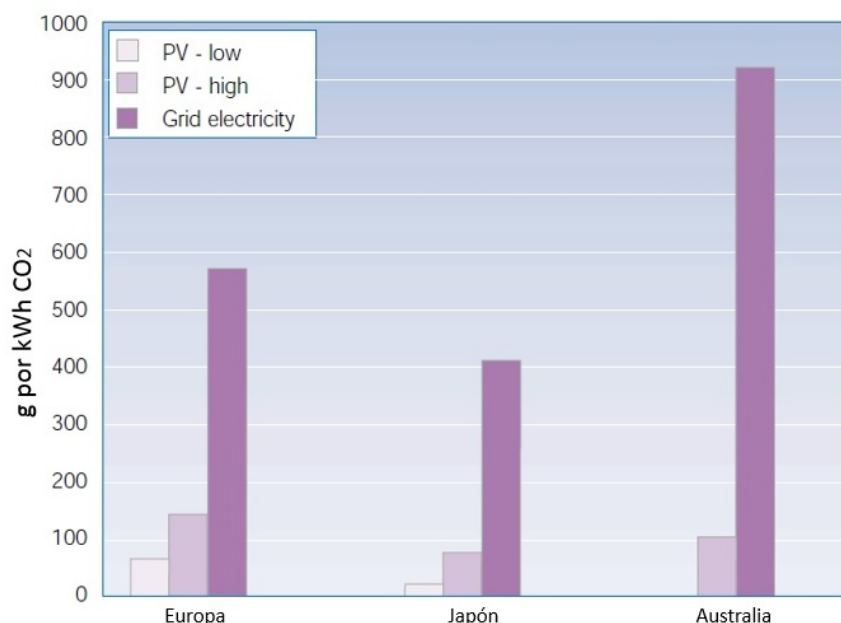


Figura 1.9. Comparación de las emisiones de CO_2 provenientes de instalaciones fotovoltaicas y de plantas de electricidad, [International Energy Agency, 2001].

En la figura 1.9, se muestra como la emisión de gases contaminantes como el CO_2 es mucho menor que la producida en las plantas de electricidad convencionales, sin embargo no es nula. Por ello, es importante a la hora de llevar a cabo la instalación de un sistema fotovoltaico tener en cuenta el impacto y la cantidad estimada de emisiones de gases al medio ambiente durante el ciclo de vida de la instalación.

Con la tecnología actual, los sistemas fotovoltaicos pueden generar durante su ciclo de vida más de 10 veces la cantidad energía requerida para su fabricación. Las grandes reducciones de las emisiones de dióxido de carbono convierten a la tecnología fotovoltaica en una opción muy considerada para planificaciones de largo alcance. Aún así, se espera que la energía requerida para la fabricación de los sistemas siga disminuyendo, y si a la vez se llevan a cabo proyectos de modernización que habilitan a las fábricas fotovoltaicas para operar con energía fotovoltaica, se convertirán en un “pulmón solar” con un gran futuro sostenible.

1.2.1. Ciclo de Vida del módulo fotovoltaico

El ciclo de vida de los módulos fotovoltaicos, en particular los módulos de silicio que son los más comunes, comienza en las minas de cuarzo con la obtención de arena de sílice y cuarzo (quartz mining en la figura 1.10). A la arena de cuarzo se le somete a tratamientos térmicos en hornos eléctricos, y en los cuales se recoge el silicio líquido que se acumula en la base del horno. Acto seguido, es necesario purificar ese silicio para obtener un Silicio al menos 98 % puro con un “grado electrónico” o “grado solar”, [SEMI, 2015].

En función del tipo de material de la celda solar, el siguiente paso es la cristalización o crecimiento de las placas de silicio junto con la confección de la célula solar. Por último, la producción del módulo y su ensamblaje final cierran el ciclo de vida del proceso de fabricación de los módulos solares como se indica en la figura 1.10. Esta figura también

muestra el complejo proceso de la cadena de fabricación de un módulo fotovoltaico con todo el gasto energético que conlleva.

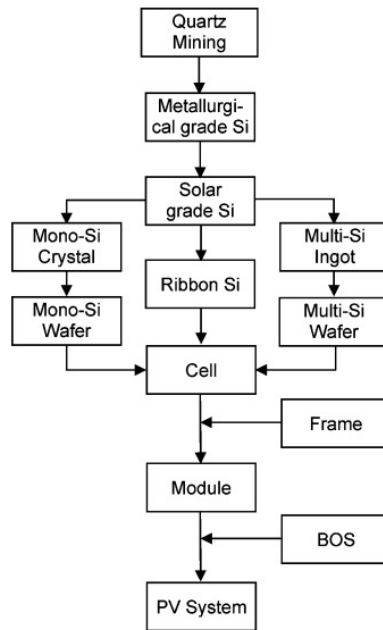


Figura 1.10. Diagrama de flujo del proceso de fabricación simplificado de módulos fotovoltaicos de Silicio, [Vasislis M. Fthenakis and Alsema, 2007].

Numerosos estudios se han llevado a cabo para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (en inglés Greenhouse Gas - GHG) y otros gases perjudiciales para el medio ambiente y la salud del ser humano. En la figura 1.11 se representa la emisión de CO_2 equivalente para 3 casos distintos durante el ciclo de vida de los módulos fotovoltaicos, y se diferencian entre el material del que está formado el panel fotovoltaico y los distintos componentes. El método utilizado para estudiar los 3 casos distintos se basa en los parámetros principales del ciclo de vida que son: la eficiencia de conversión (E), la irradiación solar (I), el ratio de rendimiento (PR) y la vida útil (L). Todos estos parámetros se recogen en la ecuación 1.1 para estimar la electricidad generada (G) por área, [Vasislis M. Fthenakis and Alsema, 2007].

$$G = E \times I \times PR \times L \quad (1.1)$$

Empleando la ecuación 1.1 con una insolación media de $1700 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$, un rendimiento del 0,8 y una vida útil de 30 años; se representa en la figura 1.11 los resultados obtenidos en el estudio, y en el cual se diferencian 3 casos distintos que se han obtenido mediante mediciones de fuentes diferentes, [Vasislis M. Fthenakis and Alsema, 2007].

- *Caso 1:* Estimación basada en la electricidad empleada para la producción de Silicio mediante el uso de la base de datos Ecoinvent y el proyecto CrystalClear.
- *Caso 2:* Muestra las emisiones correspondientes a la media de la Red para Europa continental, UCTE(Union of the Co-ordination of Transmission of Electricity).
- *Caso 3:* Muestra las emisiones correspondientes a la media de la Red estadounidense.

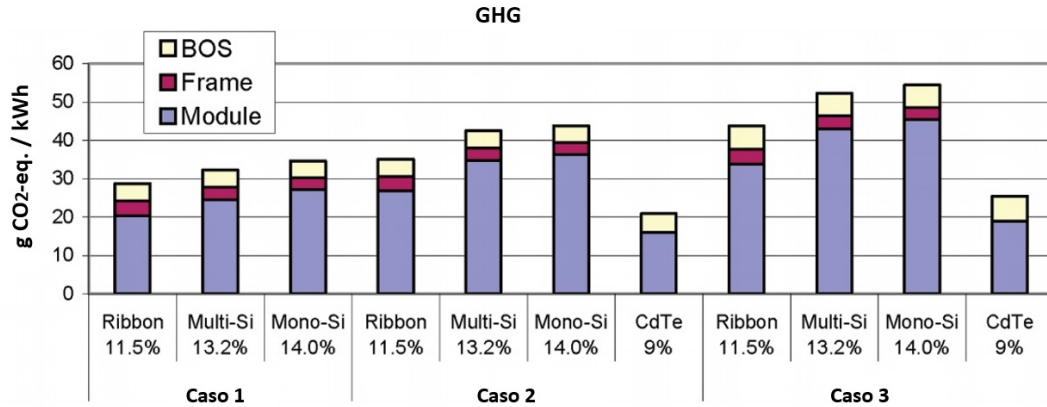


Figura 1.11. Generación de CO_2 equivalente por kWh generado en función del material empleado para tres casos diferentes, adaptado [Vasislis M. Fthenakis and Alsema, 2007].

En resumen, se puede observar en la figura 1.11 como el mayor porcentaje de emisiones de CO_2 equivalente en cualquiera de los tres casos le corresponde a la fabricación del módulo de Silicio. Los módulos fotovoltaicos del material $CdTe$ producen menor cantidad de CO_2 equivalente, principalmente debido a la inexistencia del marco y al proceso de purificación del material que conlleva un menor gasto energético. Además, se puede observar como el Caso 3, la red fotovoltaica estadounidense, conlleva unas emisiones superiores que la red europea. Es importante destacar que una vez terminada la vida útil, los módulos fotovoltaicos pueden ser reciclados y disminuir en gran medida la generación de contaminantes, como en el caso del vidrio hasta un 80 %.

En este capítulo introductorio se han expuesto los objetivos y alcance del proyecto sobre una instalación fotovoltaica junto con el estado del arte. También se ha evaluado la sostenibilidad y el efecto en el medio ambiente de un proyecto de este tipo ya que las energías renovables en general, y la fotovoltaica en particular, van muy ligadas al cuidado medioambiental y los recursos sostenibles. Una vez introducido, se procede a realizar una investigación teórica y práctica según un caso estudio, junto con la debida validación de los resultados y un estudio económico. Todo ello se expone a continuación en esta memoria para cubrir los objetivos propuestos.

La Energía Solar 2

La energía solar es aquella que se obtiene a partir de la radiación electromagnética que llega del Sol. Esta radiación en forma de calor y luz se puede aprovechar mediante diversas tecnologías para generar principalmente energía eléctrica y térmica. Se trata de un tipo de energía renovable, pues se obtiene de una fuente gratuita e inagotable como es el Sol. Además es verde y limpia ya que respeta el medio ambiente sin producir emisiones de gases de efecto invernadero, [Solar, 2015b].

Según la tecnología que se emplea, la energía solar se puede hacer una primera clasificación en energía activa y pasiva. La tecnología activa conlleva el uso paneles solares, colectores solares térmicos y otros elementos mecánicos para recolectar la energía. Por el contrario, la tecnología pasiva aprovecha el calor del sol sin necesidad de mecanismos o sistemas mecánicos y simplemente con arquitectura bioclimática, como orientación de los edificios hacia el Sol, uso de materiales con masa térmica favorable, espacios con ventilación natural, etc.

La irradiación percibida en un lugar de la Tierra determinado no siempre es la misma, ya que varía en función de la latitud, la situación atmosférica y el momento del día. El conocimiento de la radiación solar es vital para conocer la energía disponible y poder analizar el comportamiento de las distintas tecnologías que se utilicen.

No obstante, el estudio de la radiación solar está fuertemente desarrollado y se trabaja con modelos de predicción con bastante precisión de la energía disponible y su evolución en el tiempo. Para medir la cantidad de energía solar recibida se suelen emplear uno de los dos términos descritos a continuación, [Abella, 2005]:

- Irradiación: Se emplea para referirse a la cantidad de energía recibida del Sol durante un periodo de tiempo determinado y se mide en Wh/m^2
- Irradiancia: Se refiere a la potencia instantánea recibida y la cual se mide, a lo largo de un día en $\text{W/m}^2/\text{dia}$

La irradiancia que alcanza la Tierra sobre una superficie perpendicular al Sol se puede considerar constante, y toma el valor de la constante solar: $K = 1367 \text{ W/m}^2$, [Abella, 2005]. Esta irradiancia recibida en la superficie presenta variaciones temporales debido a los movimientos de rotación y traslación terrestres y a efectos de difusión de la atmósfera, como se muestra en la figura 2.1 de la irradiación en algunos países europeos.

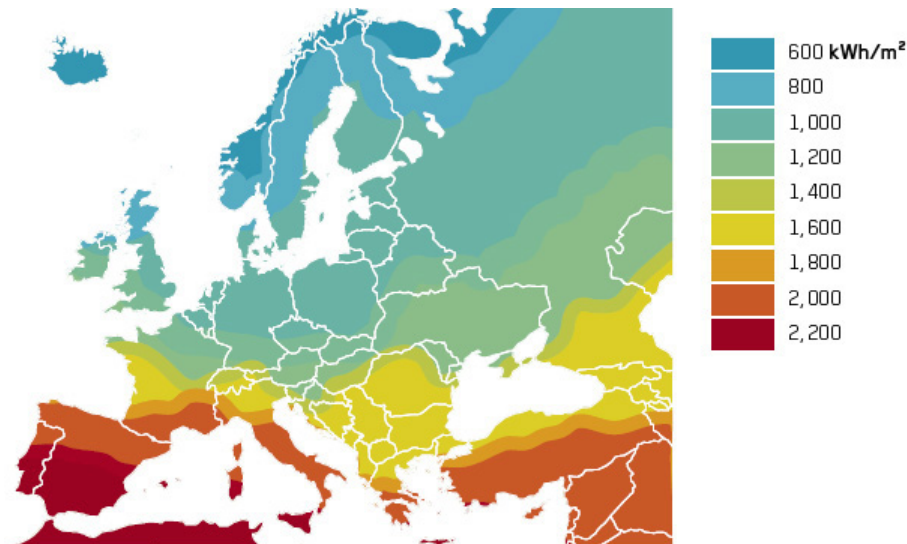


Figura 2.1. Cantidad anual de energía solar irradiada sobre algunos países europeos, [Solar, 2007].

En la figura 2.1 se observa claramente la posición privilegiada de España respecto al resto de países europeos comentada anteriormente. Más de la mitad del país se encuentra en la zona de mayor irradiación solar con 2.200 kWh/m², la cual triplica a la irradiación recibida en gran parte de los países escandinavos. Además, la península ibérica se beneficia de la situación estratégica en el mar Mediterráneo, ya que es una zona de paso de electricidad y gas del continente africano y de rutas marítimas mediterráneas.

La radiación global sobre una superficie terrestre se puede estimar con la suma de tres componentes y varía en función de si la superficie está inclinada o en posición horizontal respecto al centro de la tierra, [Abella, 2005]. Las tres componentes están representadas en la figura 2.2.

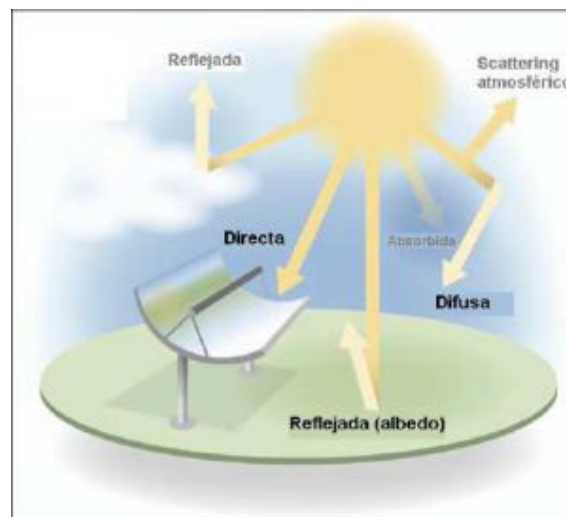


Figura 2.2. Componentes de la radiación solar sobre la superficie, [de Ingeniería Lima, 2013].

- Irradiación Directa: es la radiación solar por unidad de tiempo y unidad de área que

sin haber sufrido modificación en su trayectoria incide sobre una superficie.

- Irradiación Difusa: es la radiación solar por unidad de tiempo y unidad de área que incide sobre una superficie, procedente de toda la bóveda celeste y debido al scattering atmosférico, excepto la procedente del disco solar.
- Irradiación de Albedo o Reflejada: es la radiación por unidad de tiempo y unidad de área que incide sobre la superficie, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos.

2.1. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar es la fuente energética más abundante en la Tierra. Después de la energía hidroeléctrica y la energía eólica, la energía fotovoltaica (FV) es la tercera fuente renovable más importante en términos de capacidad global instalada. Está basada en el llamado efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores. De esta forma se genera un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencial que puede ser aprovechada, como se detalla posteriormente [IDAE, 2015]. Existe un gran rango de tecnologías solares para capturar la energía solar y convertirla para suministrar electricidad, calor, refrigeración, luz y combustible en numerosas aplicaciones. En torno al 85 % de todos los nuevos sistemas fotovoltaicos están basados en tecnología de silicio-cristalino, la cual ha madurado mucho. Tecnologías más nuevas están siendo investigadas basadas en nanomateriales que podrían ser un gran descubrimiento para el futuro en términos de eficiencia, [Systems, 2013].

El precio medio mundial de un sistema residencial era en 2013, sin impuestos, seguros ni ayudas, de 1,54 EUR. por cada vatio-pico (Wp), calculado según el ratio entre el capital y la potencia pico. Los sistemas a gran escala tienen un precio menor de 1 EUR/Wp en 2013. Es necesario destacar que los precios mostrados por el mercado están fuertemente influenciados por los distintos apoyos de cada país y sólo representan parcialmente el coste verdadero del sistema. Según va disminuyendo los costes de la tecnología FV y los precios de la electricidad se mantienen altos, los sistemas fotovoltaicos están en camino de convertirse en sistemas comercialmente muy competitivos para el sector energético. En países del sur de Europa, como España, Portugal y Grecia, con alta irradiación solar, el retorno de la inversión puede llegar a cubrirse en tan solo dos años, [Systems, 2013].

Queda claro que la energía FV es una energía renovable que reduce la dependencia de fuentes de combustibles con grave impacto medioambiental tales como la energía nuclear o la térmica. Además de su carácter limpio, tiene un carácter inagotable, al contrario de recursos muy explotados como el petróleo y el carbón. La explotación de la energía fotovoltaica reduce también la dependencia de energías fósiles, que son recursos agotables ya que se consumen a un ritmo muy superior al de su generación. Por el contrario, el aprovechamiento de la energía solar se considera como un sistema de producción sostenible, pues se consume la energía diariamente generada por el Sol.

Para concluir con este capítulo de la energía solar, y en particular la fotovoltaica, resulta imprescindible introducir las vías principales de aprovechamiento de la misma en el mercado. En este sentido se identifican al menos 4 clasificaciones distintas según su aplicación, [Solar, 2015b].

- Venta de electricidad
- Fotovoltaica aislada
- Bombeo solar
- Electrificación rural

Estos 4 tipos de usos de la energía solar fotovoltaica se presentan a continuación

2.1.1. Venta de Electricidad

Recoge todos los programas de generación de energía a través de instalaciones solares fotovoltaicas para su posterior venta a la red eléctrica nacional. La ley obliga a vender toda la producción a la compañía eléctrica, sin poder hacer uso personal de la energía. Una de las características técnicas más importantes para poder llevar a cabo este tipo de proyectos es disponer de un punto de conexión a la red eléctrica nacional, y que éste sea lo suficientemente potente para transmitir toda la energía generada.

En general, la situación del sector de la venta de electricidad se puede resumir en los siguientes puntos, [Solar, 2015b]:

- La energía fotovoltaica es considerada por la comunidad internacional como una alternativa real a los problemas energéticos mundiales.
- El sector de las energías renovables reduce la dependencia energética, genera empleo y aporta valor a otros sectores de I+D+i, por lo que se convierte en uno de los sectores de mayor proyección en nuestra economía.
- España tiene el privilegio de estar en una ubicación geográfica muy ventajosa para la generación de energía fotovoltaica.
- La dependencia energética de otros países se puede solventar mediante el uso de energía renovables y en España la energía fotovoltaica contribuirá en ello.

2.1.2. Fotovoltaica Aislada

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas son muy comunes en las viviendas o explotaciones agropecuarias alejadas de los centros urbanos y que no disponen de puntos de conexión cercanos a la red. Un proyecto de este tipo trata de consumir la electricidad generada sin tener que conectar la vivienda a la red eléctrica nacional. Estas instalaciones son sencillas y no requieren de grandes superficies para su instalación. Además, como consume la energía gratuita del sol, está libre de ruidos y costes producidos por generadores de gasoleo, aerogeneradores, etc, [Solar, 2015b].

Las empresas proveedoras de esta tecnología recomiendan su uso para zonas agrícolas y viviendas rurales, ya que pueden autoconsumirla o venderla a la red eléctrica. Sin embargo, antes de independizarse de la compañía eléctrica es importante conocer las condiciones del mercado y los costes del proyecto, pues en numerosas ocasiones no es aconsejable independizarse de la red nacional si ya se dispone de una conexión, debido principalmente a los elevados costes y al mantenimiento.

Los lugares idóneos para instalar este tipo de sistemas fotovoltaicos suelen ser las zonas aisladas no urbanizadas, como viviendas unifamiliares, bombas hidráulicas, etc. Se suelen combinar, según las características de la instalación, los paneles fotovoltaicos con

aerogeneradores eólicos, pues estos dos tipos de energía se complementan mutuamente debido a que las condiciones climáticas adversas en una, suelen ser favorables en la otra.

2.1.3. Bombeo Solar

La energía solar se puede emplear para hacer funcionar bombas hidráulicas sin necesidad de combustibles. Se suele emplear en bombear agua de pozos o salvar el desnivel de los ríos, y utilizarla para regar cultivos. También se puede emplear para suministrar agua potable a las viviendas aisladas de la red y para dar de beber al ganado, como muestra un ejemplo en la figura 2.3.



Figura 2.3. Instalación de bombeo solar para bebederos de ganado, [Productividad, 2010].

El riego de cultivos puede tener dificultades para disponer de conexión a la red eléctrica, por lo que normalmente se emplea un generador de gasóil y una bomba hidráulica. Sin embargo, la energía solar fotovoltaica ofrece unas ventajas y posibilidades que difícilmente se tienen en cuenta en las zonas rurales aisladas. Las ventajas que más se destacan son, [Solar, 2015b]:

- El generador de gasoil solo se emplea cuando las condiciones meteorológicas son desfavorables y es imprescindible poner en marcha el sistema de bombeo. El resto del tiempo el generador fotovoltaico se ocupa del bombeo, lo que supone un gran ahorro de combustible.
- Aumento de la comodidad de la instalación, ya que no es necesario desplazarse al proveedor de combustible, transportarlo e instalarlo.
- Libre de emisiones de CO₂ y otros contaminantes.
- Utiliza un recurso totalmente renovable, el Sol.

Existen diferentes posibilidades de instalación, como el uso de baterías o no, y el uso de distintos tipos de bomba, lo que dependerá de las propiedades de la instalación que se quiera llevar a cabo.

2.1.4. Electrificación Rural

La electrificación rural trata de emplear la energía fotovoltaica y eólica y todas las ventajas que estas conllevan. En este caso, se asegura un suministro a edificios y explotaciones agrícolas que no tienen conexión a la red mediante la combinación de energías renovables, que es más barato, limpio y sencillo que los generadores de gasoil tradicionales, [Solar, 2015b].

El tipo de instalación que forma parte del caso a estudiar en este proyecto es una instalación de autoconsumo o aislada y en un entorno rural, como se motiva en la sección 1.1.1. Por lo tanto, a continuación se va a investigar más a fondo la tecnología empleada para este tipo de instalaciones.

2.2. Nuevas tecnologías en el sector fotovoltaico

En esta sección se agrupan las nuevas tecnologías presentes en el mercado, aún poco desarrolladas, pero que pueden tener gran influencia en el futuro del sector. Los últimos avances tecnológicos han permitido desarrollar módulos fotovoltaicos cada vez más eficientes, cuidadosos con el medio ambiente e integrados en la sociedad. Los principales avances son los siguientes:

- **Tejas Fovovoltaicas:** Se trata de incluir la placa fotovoltaica en el espacio y superficie que ocupan las tejas ordinarias, empleando un material de silicio monocristalino flexible. Esta técnica permite producir energía eléctrica y a su vez protege de la lluvia o nieve, y ya está bastante introducido en países como Alemania e Italia. Entre sus ventajas destaca su adaptación estética y física a los tejados ordinarios; no se necesitan tejas convencionales lo que supone un ahorro en la inversión inicial; favorece el ahorro familiar ya que un tejado compuesto de tejas solares puede cubrir las necesidades energéticas de una familia; puede almacenarse en baterías y funcionar en instalaciones aisladas o conectadas a red, [School, 2014]. En la figura 2.4 se muestra un ejemplo de tejas fotovoltaicas instaladas en una vivienda.



Figura 2.4. Tejas fotovoltaicas para una vivienda, [Amura, 2010].

- **Ventanas Solares:** Consisten en paneles solares transparentes que permiten el paso de la luz mientras generan electricidad, y los cuales se están desarrollando en varias compañías e instituciones alrededor del mundo como se muestra en la figura 2.5. Se

pueden implementar en cualquier equipo que contenga una pantalla de vidrio como vehículos, edificios o dispositivos móviles, a los que permitiría recargar su batería a través de la pantalla. El principal inconveniente es su baja eficiencia y alto coste, [RTVE, 2014].

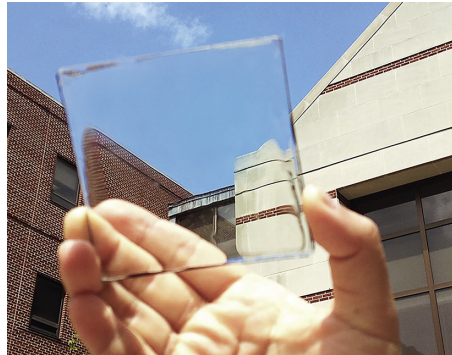


Figura 2.5. Panel fotovoltaico transparente, [Ovacen, 2014].

- **Paneles Solares Cilíndricos o Tubulares:** Estos paneles gozan de una optimización de la captación de la luz frente a sus competidores. Aprovechan mayor cantidad de energía solar que los paneles convencionales y su instalación es rápida y sencilla, pues no necesitan sujeciones ni ninguna estructura que les permita seguir el movimiento del sol. También permiten el paso del viento a través de ellos, lo que les hace más resistentes a fuertes tormentas. Además, al ser cilíndricos siempre reciben radiación solar en su superficie de forma directa durante el día, tal y como se muestra en la figura 2.6. La cara del cilindro que queda en sombra o la cara interna, también tienen la capacidad de absorber la energía reflejada, ya que los huecos que permite pasar el aire también permiten el paso de la radiación, [Renovables, 2008].



Figura 2.6. Panel fotovoltaico cilíndrico, [Movilae, 2012].

- **Paneles Fotovoltaicos Orgánicos:** Son paneles, también denominados OPV (del inglés Organic Photovoltaic), en los que reside la gran ventaja de ser pintados sobre paredes exteriores de un edificio o tejados. Para elaborarlos se emplean pinturas de aerosol en procesos de impresión y de recubrimiento a alta velocidad, también se emplea la impresión de inyección de tinta cuando hay que cubrir grandes áreas [Renovables, 2015a].

Este capítulo se ha centrado en el estudio de la energía solar, en particular la energía fotovoltaica, con los componentes más importantes y necesarios a la hora de conocer la tecnología fotovoltaica. También se han introducido las características necesarias para poder analizar un caso estudio determinado, junto con sus diversas aplicaciones. Una vez delimitado este perímetro más general, se continúa focalizándose en un tipo determinado de sistemas fotovoltaicos como se muestra en el próximo capítulo.

Sistemas fotovoltaicos autónomos 3

3.1. Definición del sistema fotovoltaico

De entre las distintas aplicaciones que se destacan en el capítulo anterior, se va a analizar con mayor detalle los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo o autónomos. Los sistemas autónomos tienen como característica principal un funcionamiento independiente de la red eléctrica. Esta propiedad dota a los sistemas autónomos de una ventaja muy competitiva frente a otros sistemas fotovoltaicos, y por lo tanto tiene numerosas aplicaciones en diferentes sectores. Según su aplicación los sistemas autónomos se pueden clasificar en tres categorías [CIEMAT]:

Electrificación rural

Sistemas que proporcionan electricidad a viviendas y comunidades aisladas de la red eléctrica. En muchas ocasiones, ésta es la solución más económica en comparación con la expansión de la red hasta el lugar de consumo. Consecuentemente, en los países en vías de desarrollo los sistemas fotovoltaicos autónomos suelen ser la tecnología más adecuada para sus necesidades energéticas y es por ello que ha crecido muy considerablemente en los últimos años. Un ejemplo de electrificación rural está representado en la figura 3.1.



Figura 3.1. Ejemplo de electrificación en una vivienda rural [Exiomsolution, 2015].

Aplicaciones industriales

Son sistemas destinados a las telecomunicaciones, señalizaciones, protecciones, etc. Tienen numerosas aplicaciones en las que se requieren pequeñas cantidades de electricidad como pueden ser las señales de tráfico, los navegadores y sistemas de refrigeración como el mostrado en la figura 3.2.



Figura 3.2. Vehículo refrigerado fotovoltaico, [Renovadas, 2012].

Aplicaciones de consumo

Sistemas destinados a aparatos consumidores de electricidad como son los cargadores de baterías, relojes, calculadoras, ventilación de coches, iluminación exterior, etc.

3.2. Elementos sistema fotovoltaico autónomo

Una instalación fotovoltaica está compuesta por un grupo generador, formado por una extensión de paneles solares fotovoltaicos, un regulador de carga, un grupo acumulador y un inversor.

Durante las horas de insolación, los paneles fotovoltaicos producen energía eléctrica en forma de corriente continua que es almacenada en los acumuladores. En los momentos de consumo energético, los acumuladores suministran a los receptores esta electricidad, que es transformada en corriente alterna por el inversor.

Los componentes principales que constituyen un sistema fotovoltaico autónomo son los representados en la figura 3.3 y expuestos a continuación.

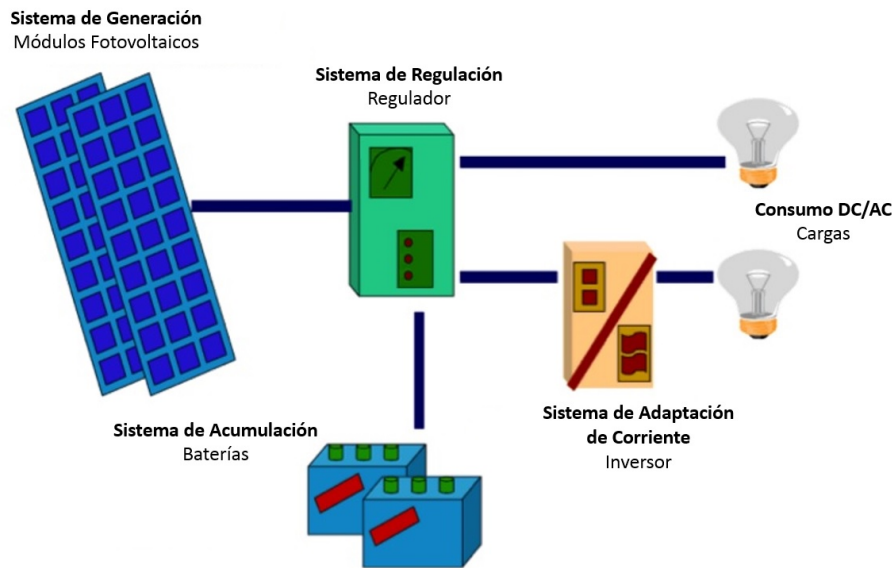


Figura 3.3. Representación de los componentes de un sistema fotovoltaico autónomo, [sfesolar, 2015].

De la figura 3.3 se pueden destacar los siguientes elementos:

- **Sistema de generación:** Encargado de generar corriente continua a partir de la irradiación solar. Dicha corriente puede consumirse o recargar las baterías.
- **Sistema de regulación:** Encargado de controlar el nivel de carga de las baterías para evitar descargar o sobrecargas excesivas.
- **Sistema de acumulación:** Recibe energía del generador y la acumula hasta que sea consumida por las cargas.
- **Inversor:** Convierte la corriente continua suministrada por el generador en corriente alterna preparada para su consumo.

3.2.1. Sistema de generación

Los generadores fotovoltaicos están formados por dos o más módulos fotovoltaicos, que producen corriente continua DC en función del nivel de irradiación recibido. A su vez, los módulos están compuestos de un conjunto de células fotovoltaicas eléctricamente conectadas entre sí. Las células se encuentran protegidas del exterior, encapsuladas y montadas en un laminado y un marco, haciendo que tengan una vida útil muy larga. Luego los sistemas de generación se pueden dividir en los 3 subcomponentes siguientes, y que están representados en la figura 3.4, [Abella, 2005].

- Célula fotovoltaica
- Módulo fotovoltaico
- Generador fotovoltaico

El efecto fotovoltaico

En particular, las células fotovoltaicas han sido desarrolladas desde 1958 en el sector espacial, a través del cual su tecnología se ha extendido en gran medida. Las células están

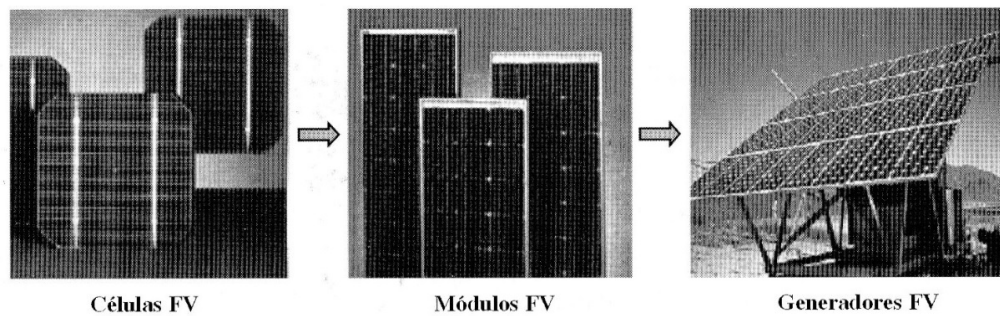


Figura 3.4. Subcomponentes del sistema de generación, [Abella, 2005].

diseñadas para albergar un efecto fotovoltaico, que es la base para convertir la irradiación en energía eléctrica. Dado que la luz está compuesta por fotones de diferentes longitudes de onda, y por lo tanto de diferente energía, al incidir sobre la célula fotovoltaica una parte de los fotones son reflejados y otra absorbidos, y estos últimos son los responsables de la generación de electricidad. Al ser absorbidos, su energía es transferida a uno de los electrones de los átomos de la célula fotovoltaica y así son capaces de escapar de su posición original. Este movimiento de electrones da lugar a una corriente eléctrica [Abella, 2005].

Para que este fenómeno fotovoltaico ocurra, las células han de ser de un material específico y con una estructura determinada. El material más adecuado es un material semiconductor (Silicio), el cual facilita la conductividad cuando aumenta la energía pero actúa como aislante a bajas temperaturas. El proceso que ocurre al incidir la irradiación sobre estos materiales es que la energía de los fotones es transferida a los electrones de valencia del semiconductor, con la que rompen el enlace que les liga a los átomos, como se muestra en la figura 3.5. Al desligarse un electrón, no solo se genera un electrón libre que circula dentro del sólido, sino también se crea un hueco donde estaba dicho electrón. De igual forma, el hueco (carga positiva) puede ir circulando a través del sólido debido al desplazamiento de otros electrones. Para evitar que los electrones restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que hace que los huecos y los electrones circulen en direcciones opuestas. Por lo tanto, da lugar a una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo donde podrá liberar la energía cedida por los fotones. El campo eléctrico mencionado se consigue mediante la unión de dos regiones (n y p) de un cristal semiconductor, de ahí su importancia, [Abella, 2005].

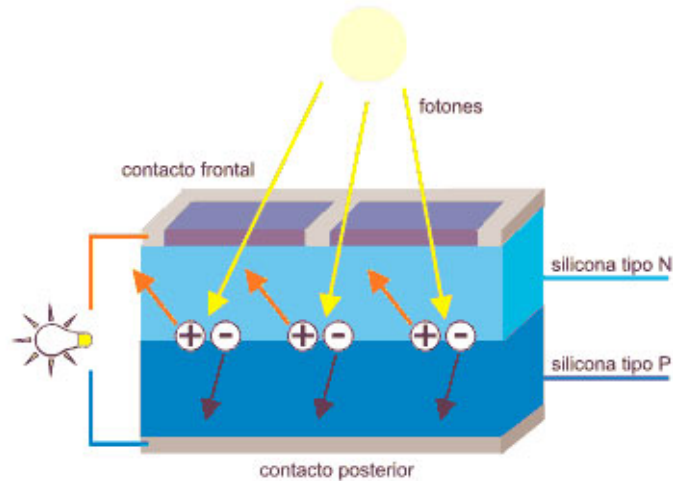


Figura 3.5. Representación de la célula fotovoltaica, [Tierra, 2015].

Se denomina módulo fotovoltaico a la unidad integral que proporciona soporte a un conjunto de células conectadas eléctricamente y a las cuales protege del exterior. Las células pueden estar conectadas en serie o en paralelo, en función de la potencia que se desee obtener. Con el fin de aislar las células interconectadas del medio ambiente, los terminales positivo y negativo se sitúan en la parte posterior del módulo y el que a su vez cumple la función de soporte rígido para tener las células en la posición deseada. Normalmente el material empleado para la fabricación es vidrio, EVA y tedlar. En la figura 3.6 está representada la sección transversal de un módulo y sus partes principales.

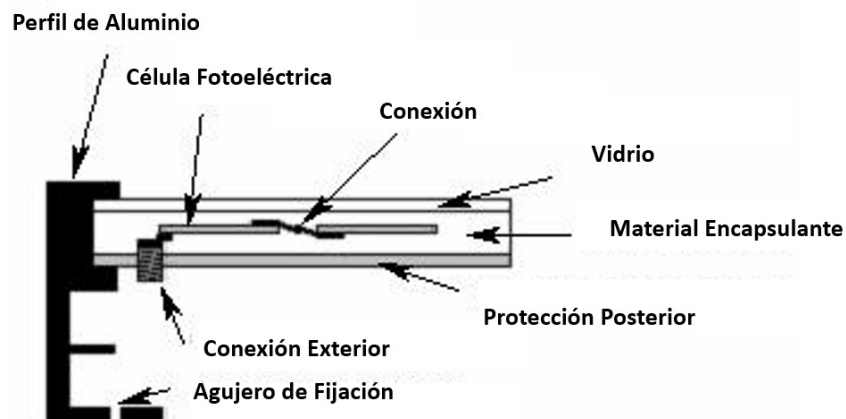


Figura 3.6. Representación sección módulo fotovoltaico, adaptado[Fotovoltaicos, 2015].

Las características principales de un módulo fotovoltaico que deben ser valoradas a la hora de su selección son las siguientes:

- Rendimiento de las células, definido por el proceso de fabricación y el cual representa la conversión de energía solar en eléctrica

- Punto de trabajo en la curva I-V o resistencia de la carga. El punto de operación ideal es donde se genera la máxima potencia (PMP)
- Irradiación solar donde se va a producir el efecto fotovoltaico.
- Temperatura de las células fotovoltaicas

El elemento base de la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio, muy abundante en la corteza terrestre (20 %) en forma de minerales SiO_2 y silicatos. El silicio es un elemento semiconductor, como otros utilizados en la fabricación de células, y actualmente es el más utilizado en los paneles fotovoltaicos. Se está investigando en otro tipo de materiales como el Arseniuro de galio ($AsGa$), el $TeCd$, Se_2CuIn , etc. El silicio, como el resto de semiconductores pueden ser de tres tipos distintos, [Abella, 2005]:

- Silicio cristalino: Posee una estructura cristalina ordenada y un comportamiento uniforme y predecible por las teorías desarrolladas. No obstante, es el tipo de silicio más caro de fabricar.
- Silicio policristalino: Está formado por regiones de silicio cristalino separadas por bordes de grano donde los enlaces son irregulares, por tanto no es un monocristal en todo su volumen. Los bordes de grano bloquean el flujo de portadores y permiten la aparición de niveles extra en el gap del semiconductor y por lo tanto proporcionan lugares para la recombinación del electrón-hueco. Consecuentemente, el rendimiento se puede ver reducido.
- Silicio amorfo: No posee orden de largo alcance en su estructura pero su producción resulta mucho más económica que la del silicio cristalino o policristalino. Su coeficiente de absorción es 40 veces mayor que la de un monocristalino, y junto con el hecho de que se puede producir a bajas temperaturas se mantienen unos bajos costes de producción. Su ventaja adicional es la posibilidad de fabricar células sobre superficies para obtener módulos flexibles, curvos y translúcidos. La incorporación de átomos de hidrógeno, entre un 5 %-10 %, aumenta la calidad y el gap o ancho de banda prohibida y absorbe mayor cantidad de fotones. Por lo tanto, el grosor necesario para la formación de una célula solar es muy pequeño, dando lugar a lo que se conoce como células de lámina delgada. Sin este proceso de hidrogenación el material puede considerarse inaceptable para su utilización fotovoltaica, pues presenta muchos defectos en los que los electrones se recombinan con los huecos.

Otra de las características más importantes de una célula o módulo fotovoltaico es su curva I-V, normalmente facilitada por el fabricante, y la cual representa la corriente frente al voltaje de dicho elemento, como se muestra en la figura 3.7. El punto de la curva que alberga el área más grande dibujado por debajo de la curva se denomina Punto de Máxima Potencia MPP (en inglés Maximum Power Point), pues indica el voltaje al que debe operar el módulo para producir la máxima potencia, [Balfour, 2011].

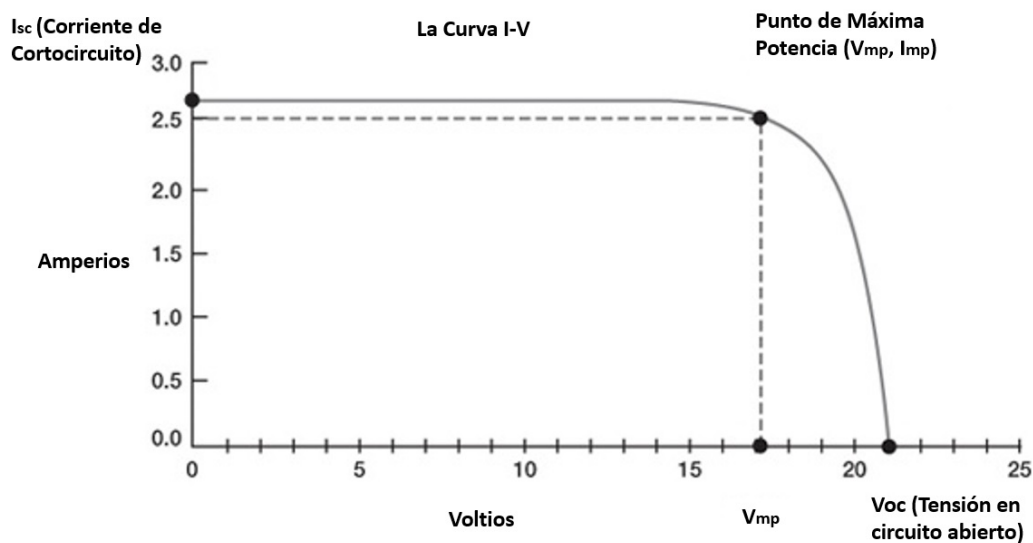


Figura 3.7. Características de la curva I-V de un elemento solar, adaptado [Balfour, 2011] .

Los parámetros principales de la curva IV representada en la figura 3.7 son:

- Corriente de cortocircuito I_{SC} : Corriente máxima que soporta el dispositivo (voltaje nulo)
- Tensión en circuito abierto V_{OC} : Voltaje máximo que soporta el dispositivo (corriente nula)
- Corriente en el punto de máxima potencia I_{mp}
- Voltaje en el punto de máxima potencia V_{mp}

Todos estos parámetros son dados por el fabricante junto con su curva I-V correspondiente.

Inclinación de los paneles

La inclinación de los paneles según su situación geográfica y época del año es muy importante. Debido al desplazamiento del sol y a la rotación y traslación de la Tierra, el ángulo de incidencia en el panel irá variando durante el día y durante el año. La captación de la energía solar será máxima cuando la posición del panel sea perpendicular a la irradiación.

Teniendo en cuenta estas indicaciones y mediante el uso de la herramienta PVGIS se puede estimar la inclinación óptima debida. La herramienta Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) está disponible en internet de forma gratuita. PVGIS ha sido creada por el Joint Research Center (JRC) de la Comisión Europea y permite la estimación de la producción de electricidad solar de un sistema fotovoltaico en cualquier área geográfica de Europa, Asia y África. El software calcula la generación de electricidad anual y mensual de un sistema fotovoltaico con una inclinación y orientación definida por el usuario, [Software, 2015].

Los cálculos realizados por PVGIS están basados en un modelo matemático utilizando programación en lenguaje C y dos técnicas de interpolación. Los pasos necesarios para realizar los cálculos son: Cómputo de la irradiación global de cielos despejados sobre una superficie horizontal; cálculo e interpolación espacial de un índice de cielos despejados y cómputo de los mapas de irradiación global sobre una superficie horizontal; cómputo de los componentes lumínicos de la irradiación global de cielos nublados y mapas de irradiación global en superficies inclinadas; evaluación de la precisión y comparación con mapas interpolados de la ESRA, [Center, 2015].

El método de PVGIS permite conocer, con las coordenadas de la instalación, el ángulo de inclinación óptimo mensual y como se mostrará posteriormente en el cuadro B.1 del anexo B. Igualmente, la literatura también muestra una estimación posible en función de la latitud del lugar y si la vivienda es de uso invernal o de verano, como muestra el cuadro 3.1.

Latitud del lugar	Ángulo en invierno	Ángulo en verano
35°–40°	Latitud + 15°	Latitud - 15°

Cuadro 3.1. Extracto de la tabla de inclinaciones en función de la latitud, [Aparicio, 2009].

Los ángulos de inclinación del cuadro 3.1 se corresponden con el ángulo de inclinación β , representado en la figura 3.8. También es importante conocer el ángulo de azimut α representado en la primera imagen de la figura 3.8, pues indica la diferencia angular con el punto cardinal norte o sur.

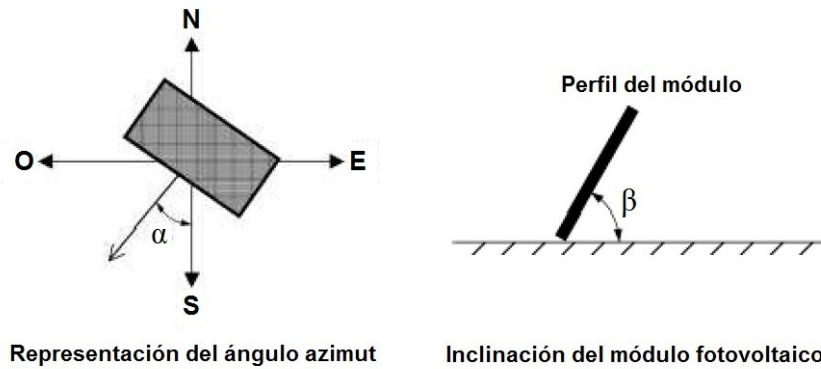


Figura 3.8. Ángulos de orientación e inclinación, [Abella, 2005].

Disposición módulos, en serie y en paralelo

La potencia generada por el sistema se va a ver influida por la conexión de sus paneles, pues la tensión y la intensidad van a variar en función de la colocación de los mismos.

La tensión máxima de potencia $V_{mp,total}$ que proporciona el generador varía como indica la ecuación 3.1, la cual tiene en cuenta la disposición de los paneles como se indica en la

figura 3.9.

$$V_{mp,total} = V_{mp} \cdot N_{paneles} \quad (3.1)$$

La tensión máxima va aumentando por cada panel que compone el ramal, o lo que es lo mismo, el producto de la tensión de un módulo V_{mp} por el número de módulos $N_{paneles}$. Esto se puede ver representado en la figura 3.9, [Aparicio, 2009].

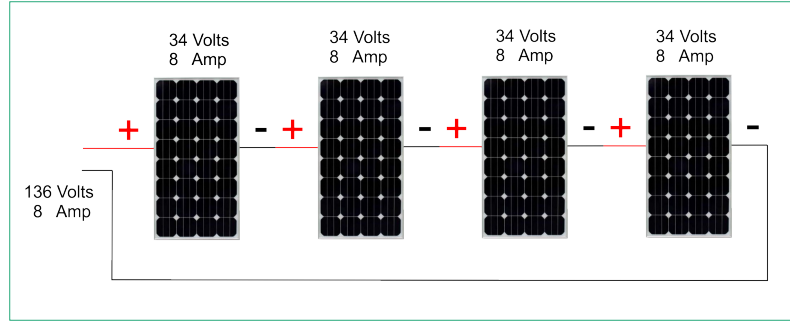


Figura 3.9. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos, [GCsolar, 2015].

Similarmemente, la corriente en el punto de máxima potencia varía en función de la cantidad de paneles en paralelo que contenga el generador. Por lo tanto, con la ecuación 3.2 se puede calcular el valor de la corriente que suministra el generador cuando opera a la máxima potencia $I_{mp,total}$, [Aparicio, 2009].

$$I_{mp,total} = I_{mp} \cdot N_{ramales} \quad (3.2)$$

En este caso, la ecuación 3.2 tiene en cuenta los paneles que se encuentran en paralelo (los ramales) $N_{ramales}$, pues por cada ramal circula una intensidad I_{mp} en el punto de máxima potencia. Este escenario está representado en la figura 3.10

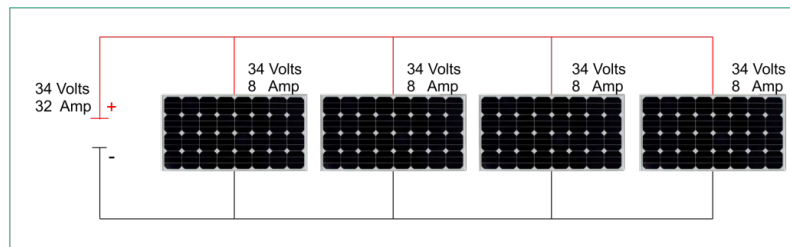


Figura 3.10. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos, [GCsolar, 2015].

Estas características del generador han de tenerse en cuenta a la hora de realizar la selección tanto del generador como del inversor.

3.2.2. Sistemas de regulación

El objetivo principal del sistema de regulación es realizar un proceso óptimo de carga de la batería, para conseguir una carga completa pero evitando sobrecargas. Los reguladores

que se emplean tienen gran influencia en la capacidad total del sistema y en la vida útil de la batería, pues según su estrategia de control se determinará el proceso de carga de la misma. Si el regulador no existiera o fallara, se producirían procesos de gasificación (hidrólisis del agua), corrosión de las rejillas o de calentamiento en la batería, que pueden llegar a ser peligrosos y amenazan la vida útil de la misma, [Abella, 2005].

El funcionamiento general del regulador consiste en, por un lado, evitar que debido a una corriente excesiva proporcionada por el generador se pueda sobrecargar el acumulador; y por otro, evitar que ocurra una sobredescarga de la batería y pasen por debajo del nivel mínimo de carga permitido (se recomienda un nivel mínimo de carga del 30 % en baterías de plomo-ácido). Normalmente, la estrategia inicial de los reguladores es permitir el paso de toda la corriente hacia la batería hasta que se acerca al final de la carga, entonces suministra corrientes intermitentes para mantener la batería en estado de flotación. El estado de la carga está directamente relacionado con la tensión, como se explica posteriormente su funcionamiento, y puede ser medida por el regulador en los terminales de la batería.



Figura 3.11. Sistema de regulación, [Energía, 2012].

Como se puede observar en la figura 3.11, el regulador sirve como centro de información del sistema y punto de conexión del cableado de diversos elementos en el sistema (orificios inferiores). Además puede proporcionar información al usuario sobre el estado de la batería o el funcionamiento del sistema, mostrando información del voltaje y corriente de la batería, alarmas, etc. El regulador está instalado en un lugar accesible para facilitar la manipulación y calibración periódica de la tensión de salida.

Habitualmente los reguladores funcionan por control de la tensión, directamente relacionado con el estado de carga de la batería, como ya se mencionó anteriormente. Se pueden diferenciar dos métodos de control, [Abella, 2005]:

- Regulador serie: Cuando la batería se carga por completo pone el generador FV en circuito abierto.
- Regulador paralelo: Deriva la corriente del generador a través de un disipador colocado en paralelo entre el generador FV y la batería. Estos reguladores solamente se utilizan con sistemas de poca potencia, pues supondría un problema disipar elevadas potencias.

Los niveles de tensión a los que el regulador actúa se les denomina puntos de regulación y se pueden destacar cuatro puntos principales como se muestra en la figura 3.12 y se exponen a continuación.

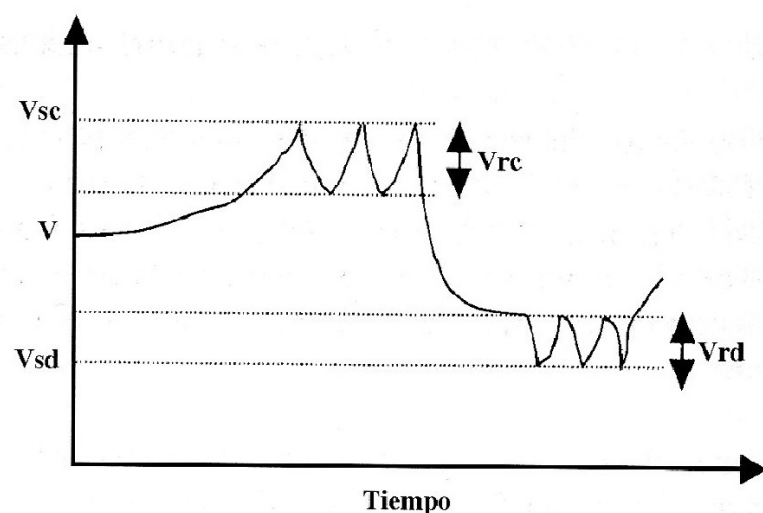


Figura 3.12. Definición de las tensiones de regulación, [Abella, 2005].

La figura 3.12 representa el comportamiento del voltaje del regulador en función del tiempo, con unos valores de las tensiones de los puntos de regulación ilustrativos.

1. **Tensión de corte de sobrecarga, V_{sc}** : Valor de la tensión máxima permitida por el regulador. Cuando se detecta dicha tensión se desconecta el generador o se comienza a limitar la corriente suministrada a la batería, en función de si es un regulador ON/OFF o PWM respectivamente. La selección del voltaje de regulación se elige en función del tipo y diseño de la batería, del tamaño de la carga y del generador, temperaturas de operación y consideraciones de pérdida de electrolito. En algunos tipos de baterías es recomendable un mínimo gaseo, el cual ocurre cuando se sobrecarga y calienta demasiado el electrolito.

Los fabricantes suelen estimar un voltaje de corte de sobrecarga menor que los recomendados, pues estiman largos tiempos de carga durante largas horas de sol. En la práctica, la batería de un sistema FV debe recargarse en un corto periodo por lo que se recomiendan voltajes de corte como los indicados en el cuadro 3.2 para una serie de baterías.

Tipo de regulador	Pb-Sn	Pb-Ca	Selladas Pb-a	Ni-Cd
ON/OFF	2,44–2,47	2,37–2,40	2,37–2,40	1,45–1,50
Voltaje constante, PWM	2,40–2,44	2,33–2,37	2,33–2,37	1,45–1,50

Cuadro 3.2. Voltajes de corte de sobrecarga recomendados, valores por elemento de batería [Abella, 2005].

2. **Tensión de rearme de carga, V_{rc}** : Valor de la tensión de histéresis para reconectar el generador y cargar la batería. La velocidad de decrecimiento del voltaje dependerá del régimen de carga previa a la desconexión y a la descarga por consumo.
3. **Tensión de corte de sobredescarga, V_{sd}** : Valor de la tensión mínima antes de desconectar el consumo de la batería. Es posible priorizar la desconexión en función de los consumos críticos. Para ajustar este voltaje han de tenerse en cuenta los regímenes de descarga, pues se debe poner un voltaje menor cuando haya elevados

régimenes de corriente. Los valores típicos en sistemas FV oscilan entre 11 y 11,5 V que corresponden con un 75-90 % de profundidad de descarga para baterías comunes de plomo-ácido de 12 V nominales. Los fabricantes suelen recomendar el 100 % de la profundidad de descarga, pero en los sistemas FV no se debe descargar completamente la batería ya que disminuye su vida útil. En el V_{sd} seleccionado la descarga de la batería no debe ser mayor al 75-80 %/ de profundidad de descarga.

4. **Tensión de rearme de descarga**, V_{rd} : Valor de la tensión que reconecta el consumo de la batería.

A la hora de seleccionar el regulador, es muy importante tener en cuenta la tensión del sistema y la corriente de cortocircuito I_{SC} del generador FV (en condiciones estandar de medida), aplicándole un factor de seguridad (normalmente 1,3) debido a que en determinadas ocasiones, como los días nublados, la irradiación puede alcanzar los 1300 Wh/m².

3.2.3. Sistemas de acumulación

Debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación y consumo de electricidad, se emplean elementos de acumulación para permitir la operación de las cargas cuando el generador fotovoltaico no puede generar suficiente potencia para abastecerlas. La fiabilidad de la instalación global reside en gran medida en la eficiencia y correcto dimensionado del sistema de acumulación, por lo que se le da una alta importancia a estos elementos. A continuación se muestra un análisis de las características más importantes de los sistemas de acumulación y en el anexo A se explican sus principales componentes.

Existe una amplia variedad de acumuladores de energía, pero la situación actual del mercado fotovoltaico hace que las baterías más utilizadas sean de Plomo-ácido (Pb-a) que requieren menor mantenimiento y tienen menor autodescarga. Este tipo de baterías también son conocidas como acumuladores electroquímicos, ya que las reacciones que se llevan a cabo en sus electrodos son reversibles y por lo tanto pueden acumular energía y posteriormente liberarla. Un ejemplo de batería de Plomo-ácido se encuentra representado en la figura 3.13.

Otras opciones barajables son las baterías de Plomo-Calcio y Plomo-Antimonio, pues tienen mayor vida útil y mejores prestaciones a bajos niveles de carga. También es posible encontrar baterías que pueden permanecer largos periodos en baja carga sin deterioro, como es el caso del Níquel-Cadmio (Ni-Cd), pero conllevan un coste mayor por lo que se suelen emplear en aplicaciones profesionales.



Figura 3.13. Batería Pb-a, [Iberica, 2014].

Como se muestra en la figura 3.13, es recomendable emplear vasos transparentes para facilitar la inspección visual. Al igual, las baterías tubulares con gran reserva de electrolito son las más adecuadas para sistemas fotovoltaicos.

Las baterías una vez acabado su ciclo de vida deben reciclarse o tratarse según la normativa de eliminación de residuos correspondiente, para evitar contaminaciones causadas principalmente por el plomo.

Una vez introducido los conceptos más generales de los sistemas de acumulación, se va a focalizar en las características más relevantes para las operaciones de carga y descarga de una batería y las cuales se muestran en el diagrama de la figura 3.14. Este tipo de características se deben tener presentes a la hora de seleccionar un tipo de batería para un sistema o instalación determinado.

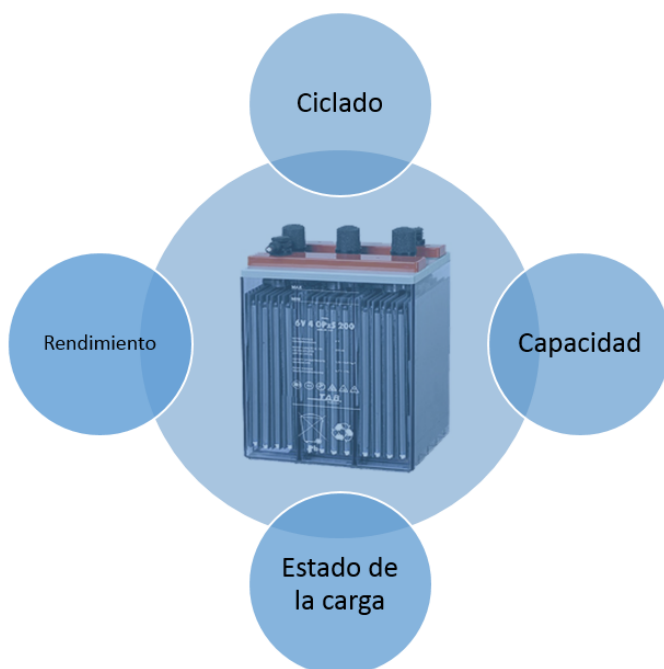


Figura 3.14. Principales características del sistema de acumulación.

- **Ciclado de la batería:** Proceso de carga y descarga en la batería. Se considera

un ciclo a una descarga seguida de una carga completas. La profundidad de las descargas afecta a la vida útil de la batería y proporciona información acerca de la capacidad de la misma.

- **Capacidad:** Medida del poder de la batería para almacenar o suministrar electricidad y se suele expresar en amperios-hora (Ah). Una batería de 150 Ah debe ser capaz de suministrar 150 A durante una hora, o en su defecto, 15 A durante 10 horas. La capacidad se puede ver afectada por factores operacionales como la profundidad de descarga, la temperatura de operación y/o los voltajes de corte y rearme. Las bajas temperaturas pueden disminuir la capacidad debido a imposibilidad de los electrolitos de penetrar en el material activo. Por el contrario, las altas temperaturas aumentan la capacidad pero pueden reducir el tiempo de vida de la batería; la temperatura de operación recomendable es de 20°C–30°C.
- **Estado de carga (SOC):** Cantidad de energía disponible en relación a la energía almacenada si la batería estuviera completamente cargada. Se entiende que una batería está totalmente cargada cuando su estado de carga es del 100 %.
- **Rendimiento:** Se expresa como la relación entre la energía proporcionada en la descarga de la batería entre la que es necesario suministrar para volver al estado de plena carga. El rendimiento se puede subdividir en dos componentes: rendimiento de voltaje y rendimiento de carga.
 - Rendimiento de Voltaje: Relación entre el voltaje de la batería al realizar la descarga y el voltaje durante la carga.
 - Rendimiento de Carga: Relación entre los amperios hora obtenidos durante la descarga entre los amperios hora empleados en la carga.

Los factores principales que afectan al rendimiento son la temperatura, el tipo de batería, método de carga y profundidad de descarga. Para ambos rendimientos, un estado de carga bajo favorece un alto rendimiento.

La capacidad necesaria de acumulación en una instalación fotovoltaica se determina en función del consumo y del número de días de autonomía del sistema. El dimensionado debe ser lo más preciso posible, ya que un exceso de capacidad de almacenamiento respecto a la capacidad de generación de los paneles fotovoltaicos daría lugar a una carga incompleta e ineficiente. Por el contrario, si la capacidad de almacenamiento no es suficiente corre el riesgo de quedarse sin suministro energético.

Para un correcto dimensionado de la batería hay que tener en cuenta dos parámetros muy importantes.

- **Profundidad de descarga máxima:** Es el nivel máximo de descarga que el regulador permite a la batería antes de ser desconectado por la tensión de corte de sobredescarga, para proteger la vida útil de la batería. Como se ha mencionado antes, a medida que aumenta la profundidad de descarga permitida, la batería sufre más y afecta a su vida útil reduciéndola. En la figura 3.15 se muestra una gráfica creada para ejemplificar el efecto de la profundidad de descarga sobre la vida útil. Se puede diferenciar entre dos profundidades de descarga máximas:

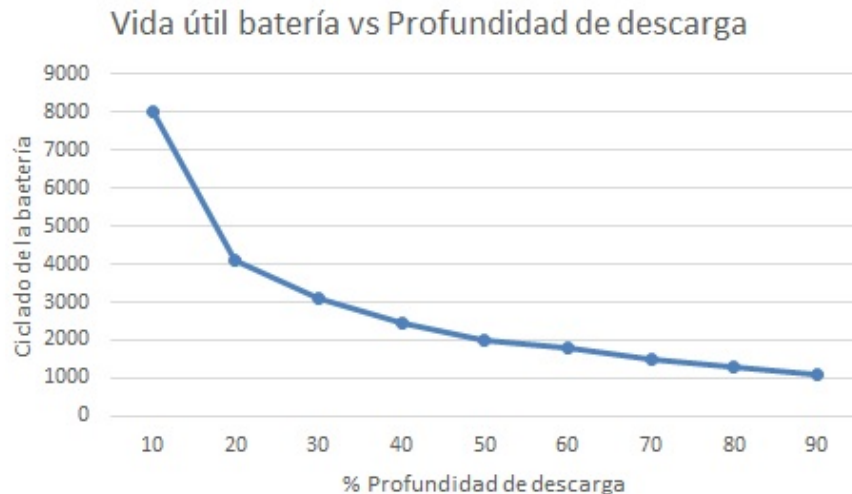


Figura 3.15. Ejemplo de la evolución de la vida útil de la batería en función de la profundidad de descarga de la misma.

- *Profundidad de descarga máxima diaria*, $P_{Dmax,d}$, la cual se produce durante los ciclos diarios y se recargará posteriormente si existe suficiente irradiación solar. Descarga en torno a un 15–20 % de la batería.
- *Profundidad de descarga máxima estacional*, $P_{Dmax,e}$, la cual se produce durante los ciclos estacionales relacionados con el máximo número de días que puede estar la batería descargándose sin recibir carga, es decir, el número de días que el sistema puede estar funcionando autónomamente. En baterías de plomo-ácido la descarga de este parámetro es del 70 %.
- **Días de autonomía:** Representa la cantidad de días consecutivos que el sistema de acumulación, en ausencia de sol, es capaz de atender al consumo sin sobrepasar el límite de profundidad de descarga máxima estacional. Este parámetro varía en función de las condiciones climatológicas y del tipo de instalación. Habitualmente, para instalaciones de electrificación rural este factor puede ser de 4 ó 6 días, mientras que para aplicaciones profesionales puede superar los 10 días.

Tipos de baterías

Las baterías se pueden clasificar en primarias y secundarias, según si no permiten la recarga o sí la permiten respectivamente. Las más empleadas en sistemas fotovoltaicos, tanto urbanos como rurales, son las de plomo-ácido debido a su bajo coste comparado con otros tipos. El resto de tipos de baterías que se pueden encontrar en el mercado, de menor a mayor coste son:

1. Plomo-ácido
2. Plomo-Antimonio
3. Plomo-Calcio abiertas
4. Plomo-Calcio Selladas
5. Híbridas (Antimonio/Calcio)
6. Electrolito inmovilizado
7. Gel

8. AGM
9. Níquel-Cadmio
10. Placas sintered

Según la dimensión de la instalación se puede emplear una o varias baterías conjuntas y asociadas según sea necesario:

- **Asociación en Paralelo:** Mediante la conexión de los polos positivos, independientemente de la unión de los polos negativos, se puede aumentar la capacidad del sistema de acumulación manteniendo el valor de la tensión. Suponiendo que el conjunto de baterías posean las mismas características, la capacidad total equivale a la suma de las capacidades multiplicado por el número de baterías empleadas.
- **Asociación en Serie:** Mediante la conexión de cada polo positivo con el polo negativo contiguo, se puede aumentar la tensión del sistema de acumulación manteniendo el valor de la capacidad. Suponiendo que el conjunto de baterías poseen las mismas características, la tensión total equivale a el producto de la tensión de cada batería por el número de baterías.
- **Asociación Mixta:** Se puede realizar una conexión tanto en serie como en paralelo.

Por último, es recomendable tener en cuenta una serie de precauciones a la hora de utilizar baterías en instalaciones fotovoltaicas:

- El nivel de electrolito debe estar ajustado a la altura y temperatura adecuadas empleando siempre agua destilada
- Instalar el sistema de acumulación en lugares ventilados para evacuar los posibles gases y evitando la presencia de fuentes de calor e inflamables
- Proteger las bornas con vaselina una vez finalizada la instalación
- Respetar la polaridad de las baterías para prevenir cortocircuitos
- Evitar la utilización de baterías de diferente tipo cuando no estén preparadas para ello
- Colocar las baterías por encima del nivel del suelo

3.2.4. Inversor

El inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua, generada por los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna disponible para ser consumida por las cargas de corriente alterna. Entre las funciones principales del inversor se encuentra la inversión DC/AC, regulación de la tensión de salida y modulación de la onda alterna de salida.

Las características principales que se deben tener en cuenta al trabajar con un inversor son: la tensión de entrada debe ser acorde con la suministrada por el generador, la potencia máxima suministrable, la tensión de salida y la frecuencia de onda. La eficiencia del inversor viene marcada por la corriente que suministra el inversor en relación a la corriente proporcionada por la batería. Según la onda de la tensión de salida, los inversores autónomos se pueden clasificar en tres tipos:

- Onda cuadrada: Económico y de baja potencia, se emplea con pequeñas cargas inductivas o resistivas.
- Onda modificada o quasi-senoidal: Se emplean en electrificaciones rurales para los electrodomésticos más usuales.

- Onda senoidal: Dado que su señal de salida es muy similar a la de la red eléctrica, se puede emplear en cualquier aparato de consumo o conectarse a la red.



Figura 3.16. Inversor DC/AC, [Solar, 2013].

En la figura 3.16 se muestra un ejemplo de un inversor DC/AC empleado en instalaciones fotovoltaicas autónomas.

Existe otra forma de clasificación de los inversores fotovoltaicos; se puede distinguir entre autoconmutadores y conmutados por la red. Los primeros pueden operar tanto como fuente de tensión como de corriente, mientras que los conmutados por la red sólo operan como fuente de corriente. Esto implica que los autoconmutados se pueden emplear en sistemas autónomos y en sistemas conectados a la red, pero los conmutados a la red sólo podrán operar en aplicaciones conectadas a red.

Los inversores pueden estar conectados directamente al generador fotovoltaico, típico de los sistemas conectados a red, o conectados a las baterías como suele ocurrir en los sistemas autónomos y como está representado anteriormente en la figura 3.3. Aquellos que están conectados directamente al generador, pueden incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia del generador.

El rendimiento de los inversores está altamente influenciado por el tipo de carga a la que están conectados. Existe una relación de dependencia entre el rendimiento y el factor de potencia que está representado en la figura 3.17. El rendimiento también varía en el rango de operación según la potencia generada, siendo muy bajo para bajas potencias y aumentando progresivamente según aumenta la potencia.

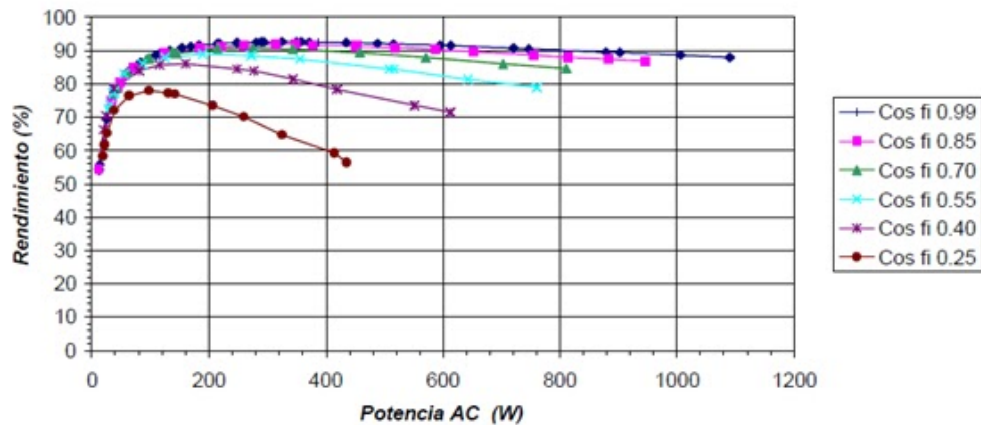


Figura 3.17. Representación típica del rendimiento de un inversor en función del factor de potencia, [eNGineering, 2014].

3.2.5. Cargas de consumo

Las cargas de consumo representan todos los puntos de la vivienda donde se produce un consumo eléctrico. Estas cargas varían en potencia y consumo en función de sus propiedades.

Dado que el ahorro de energía es un factor que se debe tener muy en cuenta durante el dimensionado del proyecto y su explotación, los electrodomésticos que se instalen deben ser de bajo consumo y lo mayor eficientes posibles. Para ello se debe comprobar el etiquetado energético del equipo, como muestra la figura 3.18 de manera gráfica y sencilla la eficiencia del electrodoméstico.

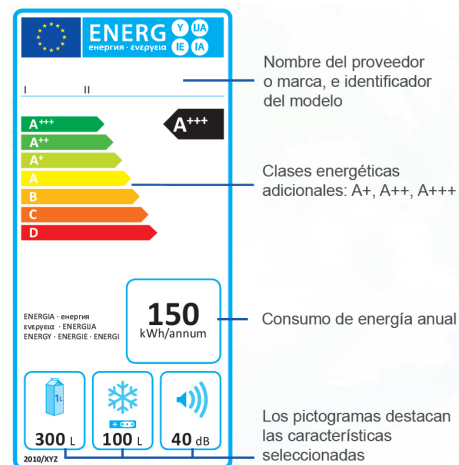


Figura 3.18. Muestra de etiqueta energética, [IDAE, 2015].

Cuanto más eficiente sea el consumo energético de los aparatos, mayores beneficios económicos se obtendrán del sistema. Al tener profundidades de descarga menores, mayor será la vida útil de las baterías. De igual modo, la capacidad de la batería se ve condicionada por la cantidad de energía absorbida por las cargas en un tiempo

determinado.

Para resumir este capítulo, según las descripciones y alternativas de los elementos que pueden componer la instalación fotovoltaica, se procede a construir una tabla con los componentes que van a constituir la instalación y los cuales se van a utilizar en el próximo capítulo. Por lo tanto, el cuadro 3.3 recoge los elementos que componen la instalación del caso estudio, ya mencionados en la figura 3.3.

Elemento	Tipo	Modelo
Sistema Generación	Panel Fotovoltáico	British Petroleum 3125
Sistema Acumulación	Batería Plomo-ácido	6OPzS-1000
Sistema Regulación	Regulador PMW	Steca Solarix OMEGA
Sistema Adaptación de Corriente	Inversor Senoidal	STECA C2600
Sistema Consumo	Cargas	Diferentes clases energéticas

Cuadro 3.3. Elementos principales de la instalación fotovoltaica.

Descripción y Dimensionado 4

En este capítulo se presenta un caso estudio seleccionado, en el cual se aplica la tecnología descrita en el capítulo 3 y se estudia la viabilidad de la instalación fotovoltaica. Tiene por objetivo aplicar la teoría de los capítulos anteriores para conocer el dimensionado óptimo de la instalación. También se realizará una selección más precisa de los componentes necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación. Con los resultados de este capítulo se podrá validar mediante un software seleccionado si el dimensionado ha sido correcto y la teoría aplicada debidamente. Por lo tanto, a continuación se comienza con la descripción del caso estudio seleccionado.

4.1. Caso Estudio

El caso seleccionado consta de la instalación de un sistema fotovoltaico integrado en el tejado de una vivienda. El sistema suministra electricidad a toda la vivienda sin conexión a la red, por lo que le convierte en un sistema autónomo. La vivienda unifamiliar acoge a un matrimonio durante todo el año y sus características están recogidas en el cuadro 4.1.

Inquilinos	2-3
Conexión a red	ninguna
Dimensión vivienda	60 m ²
Dimensión tejado	35 m ²
Pisos	1
Inclinación tejado	30 °
Tipo Consumo	AC

Cuadro 4.1. Características de la vivienda.

Las figuras 4.1 y 4.2 son imágenes tomadas del caso estudio y muestran las vistas e inclinación del tejado.



Figura 4.1. Vista frontal de la vivienda.



Figura 4.2. Vista lateral de la vivienda

Como se trata de un caso estudio particular, hay una serie de características que se deben tener en cuenta y otras que no, a la hora de realizar un dimensionado de la instalación. Es por ello que en el diagrama de la figura 4.3 se muestran las características más importantes que afectan a la instalación y se van a tener en cuenta en este capítulo.



Figura 4.3. Principales características que afectan a la instalación.

En el diagrama no se han incluido aspectos como los obstáculos que puedan impedir el paso de la radiación solar, ya que dada la situación de este caso estudio no existe ninguna posibilidad de que un árbol u otro elemento interfiera. En la figura 4.4 se muestra un ejemplo ilustrativo de cómo se espera que sea la instalación sobre el tejado de la vivienda una vez finalizada. Los demás aspectos se van a ir analizando a continuación.



Figura 4.4. Ejemplo ilustrativo de la instalación final, [iStock].

Para seleccionar el tipo de consumo, en corriente alterna (AC) o en corriente continua (DC), de la instalación se hace un análisis de las ventajas y desventajas de ambos consumos para el caso estudio concreto.

Es importante tener en cuenta que la red eléctrica convencional funciona a 50 Hz en AC, al igual que la mayoría de los aparatos de consumo. Los electrodomésticos AC están más extendidos y son más fáciles de encontrar porque es más fácil cambiar el voltaje empleando transformadores, lo cual es muy importante en el transporte de electricidad a largas distancias que se realiza en AC ya que resulta mucho más económico. El empleo del consumo en AC favorece la versatilidad del sistema, reduce las pérdidas en el cableado y favorece la utilización de enchufes, interruptores y cables estándar. Además, es de esperar que las viviendas rurales aisladas estén equipadas con electrodomésticos obsoletos que funcionan en AC.

Sin embargo, los generadores fotovoltaicos producen electricidad DC y, por eficiencia, se almacena en baterías DC. Las principales limitaciones del consumo en DC son, [Abella, 2005]:

- Suelen ser necesarios convertidores DC/DC debido a la variedad de voltajes nominales (6, 12, 24, 48V).
- Es complicado para los usuarios encontrar aparatos DC, al igual que su mantenimiento y repuestos.
- Para electrodomésticos de elevada potencia a bajo voltaje consumen mayor corriente, por lo tanto requieren un cableado de mayor sección y más costoso.

Igualmente, las limitaciones del consumo en AC son, [Abella, 2005]:

- Uso adicional de inversores, que incurre en un coste adicional, posibles fallos y pérdidas por rendimiento.
- Gran cantidad de electrodomésticos AC tienen menor eficiencia que los equivalentes DC, como las lámparas fluorescentes.
- Debido al factor de potencia para cargas inductivas o capacitivas menor que la unidad, se reduce la potencia disponible.

Existen una serie de recomendaciones a la hora de seleccionar un consumo, [Abella, 2005]:

- Seleccionar sistemas DC a 12V en pequeños sistemas de aparatos DC adecuados, si la potencia es menor de 200 W y la distancia del cableado pequeña. En caso de requerir mayor potencia o mayor longitud del cable emplear sistemas DC a 24 V.

- Seleccionar sistemas AC si la potencia demandada es mayor de 1,5 kW o es esencial la utilización de aparatos AC.
- Es posible emplear una mezcla AC/DC para abastecer cargas en AC y pequeños consumo DC como la iluminación.

En definitiva, una vez consideradas todas las características de ambos tipos de consumo se emplea un consumo AC en todo el sistema.

Acto seguido también es muy importante realizar una selección del voltaje del sistema, teniendo en cuenta que el sistema seleccionado es AC. En el caso de los sistemas AC seleccionados, la selección del voltaje depende de la potencia pico demandada y los valores mínimos están expuestos en el cuadro 4.2

Potencia Demandada AC (kW)	Voltaje entrada inversor(V)
1,5	12
1,5–5	24 ó 48
>5	48 o mayor

Cuadro 4.2. Recomendaciones para seleccionar el voltaje en función de la potencia pico demandada, [Abella, 2005].

Las indicaciones dadas en el cuadro 4.2 se contrastan con otros ejemplos mostrados en la literatura, como es el caso de una vivienda unifamiliar aislada con una potencia pico de 3.63 kW y cuya tensión nominal es de 48 V como muestra el cuadro, [Quiroga, 2012]. En el caso particular de este proyecto, la potencia demanda tiene un valor dentro del rango de 1,5–5 kW, por lo tanto le corresponde una tensión nominal de 24 ó 48 V. Se escoje una tensión de 24 V como se explica posteriormente en la validación del dimensionado.

4.2. Localización de la instalación

La vivienda se encuentra situada en la explotación ganadera bajo el nombre “Ermita de la Torre”, la cual pertenece a la Comunidad Autónoma de Extremadura y a la provincia de Cáceres como muestra la figura 4.5. Las coordenadas exactas de la instalación se muestran en el cuadro 4.3.

Latitud	40.00 N
Longitud	5.56 O

Cuadro 4.3. Coordenadas de la instalación.

La Comunidad Autónoma de Extremadura tiene unas condiciones privilegiadas de radiación solar. Es por ello, que haya surgido un incremento del interés en los sistemas fotovoltaicos en particular, y en tecnologías de aprovechamiento de la radiación solar en general. En los últimos años, gracias a las sinergías en tecnologías, inversión y planificación se han obtenido grandes avances en la instalación de sistemas fotovoltaicos en toda la Comunidad Autónoma, [AGENEX, 2015].

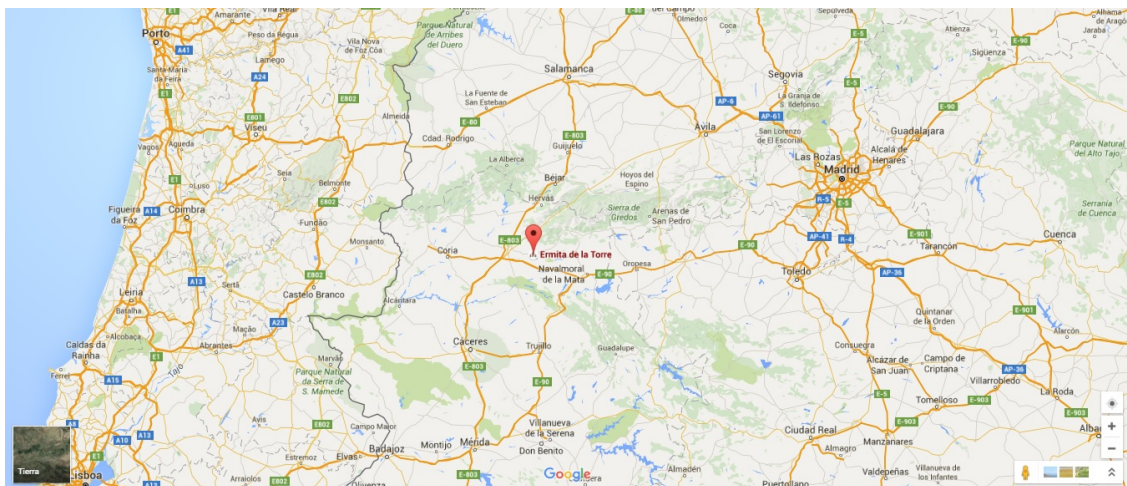


Figura 4.5. Localización de la vivienda del caso estudio, [Maps, 2016].

Extremadura se sitúa como la tercera Comunidad Autónoma en producción fotovoltaica, con un 12,83 % de energía vertida a la Red. En el año 2011, se contabilizó una potencia total de 470 MW de instalaciones con conexión a la red, [AGENEX, 2015]. Los datos positivos mostrados, y junto con las condiciones climáticas favorables a lo largo del año, hacen que la provincia de Cáceres sea un lugar ventajoso para la ubicación de la instalación.

La irradiancia recibida en la Comunidad de Extremadura se muestra en el atlas de la figura 4.6, al igual que el resto de Comunidades Autónomas. Este atlas recoge la media de los datos de la radiación solar que llega a la superficie en un periodo entre 1983 y 2005. Teniendo en cuenta que los últimos datos recogidos son de hace 10 años, se considera una estimación muy favorable ya que abarca un gran número de datos obtenidos por el CM-SAF (Climate Satellite Application Facilities).

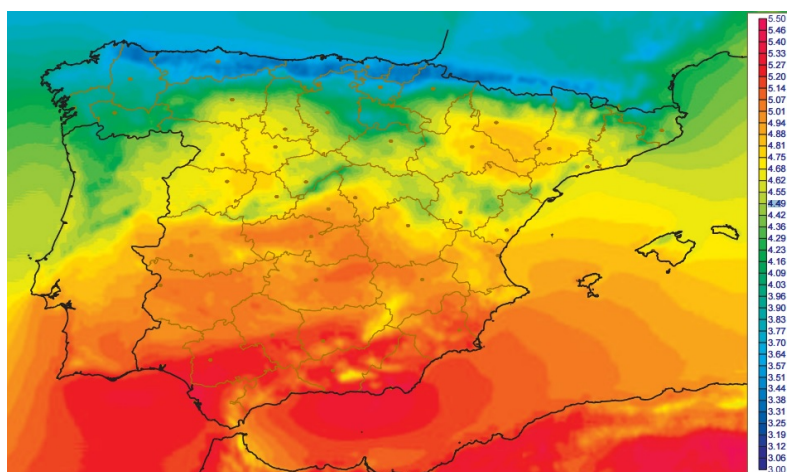


Figura 4.6. Irradiancia Global media (Kwh/m²/dia), [de Meteorologia, 2005].

Se puede observar en la figura 4.6 como la ubicación escogida para el caso estudio tiene altos niveles de irradiancia representados con el naranja rojizo, por lo que se trata de una ubicación muy favorable para un sistema fotovoltaico de sus características.

4.3. Demanda de la vivienda

Un hogar medio en España consume en torno a 4000 kWh anualmente según datos de la IDAE. Sin embargo, el caso estudio al tratarse de una vivienda rural, se considera un consumo algo reducido en comparación con la media. Para conocer un consumo eléctrico estimado se van a analizar los elementos que consumen energía en la vivienda empleando las referencias de otros estudios más generalizados. Para ello, se emplean diversos estudios y encuestas realizados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE, 2011] sobre el consumo energético del sector residencial español.

Se debe resaltar que los hogares españoles consumen el 17 % de toda la energía final y el 25 % de la electricidad. La electricidad es la fuente más utilizada (35 %), seguida del gas natural (25 %). Los electrodomésticos son los elementos que más electricidad demandan, mientras que la calefacción es el servicio que más consume. Las viviendas aisladas consumen el doble que los pisos tradicionales, ya que su aislamiento es mucho más difícil y el circuito de luz y calefacción es independiente para cada vivienda. Además, el consumo en standby es mucho mayor al de refrigeración; el frigorífico seguido de la televisión son los electrodomésticos de mayor consumo. En la figura 4.7 se representa una estimación del reparto del consumo eléctrico en los hogares españoles.

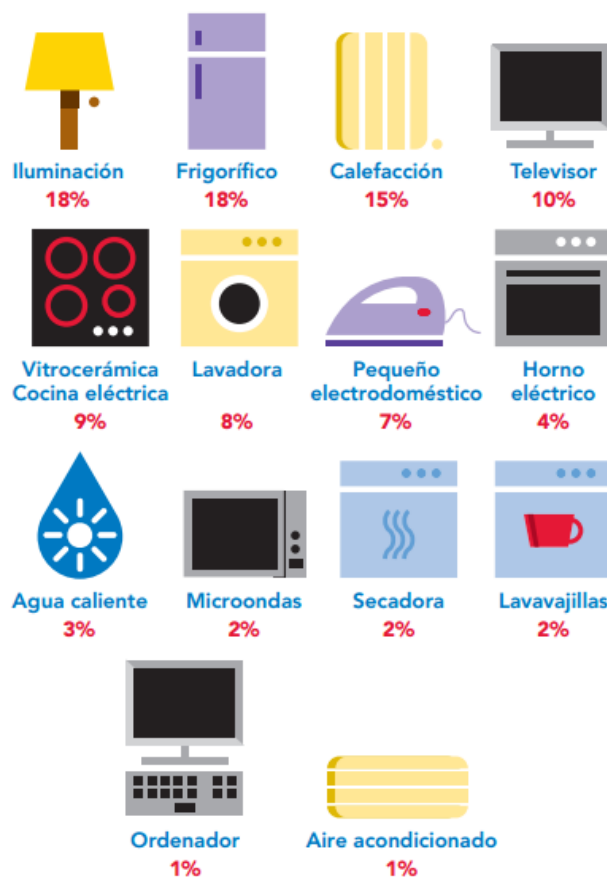


Figura 4.7. Reparto del consumo eléctrico doméstico, [IDAE, 2015].

Antes de estimar el consumo en la vivienda del caso estudio, se analiza el marco en el que

se encuentra dicha vivienda. En la literatura se muestra como las viviendas de la zona continental de España consumen en calefacción el 55 % de su demanda energética y el 17 % en agua caliente sanitaria (ACS). En la figura 4.8 se muestra como las viviendas unifamiliares tienen un consumo energético mayor en calefacción pero no en ACS y electrodomésticos en comparación con los pisos.

Unidad: ktep	España		Pisos		Unifamiliares	
Calefacción	6.892	47,0%	2.529	32,2%	4.349	63,9%
Agua caliente sanitaria	2.776	18,9%	2.038	26,0%	729	10,7%
Cocina	1.090	7,4%	644	8,2%	447	6,6%
Refrigeración	123	0,8%	79	1,0%	44	0,7%
Iluminación	606	4,1%	413	5,3%	193	2,8%
Electrodomésticos	3.188	21,7%	2.149	27,4%	1.039	15,3%
Frigoríficos	975	6,6%	675	8,6%	300	4,4%
Congeladores	193	1,3%	81	1,0%	112	1,6%
Lavadoras	378	2,6%	263	3,4%	114	1,7%
Lavavajillas	193	1,3%	125	1,6%	68	1,0%
Secadoras	107	0,7%	65	0,8%	42	0,6%
Horno	263	1,8%	181	2,3%	82	1,2%
TV	388	2,6%	259	3,3%	129	1,9%
Ordenadores	237	1,6%	163	2,1%	74	1,1%
Stand-by	341	2,3%	247	3,1%	95	1,4%
Resto Electrodomésticos	112	0,8%	90	1,1%	22	0,3%
TOTAL	14.676	100%	7.851	100%	6.800	100%

Figura 4.8. Consumo por usos de los hogares en España, [IDAE, 2011].

Sin embargo, el consumo eléctrico en la zona continental reside mayoritariamente en los electrodomésticos del hogar (57 %), mientras que la calefacción y el ACS solo demandan un 8,4 % y 4,4 % respectivamente. En la figura 4.9 se muestra una tabla que indica como las viviendas unifamiliares tienen un alto consumo eléctrico en electrodomésticos seguido por la iluminación, mientras los pisos tienen un consumo eléctrico similar algo superior en calefacción y cocina.

Unidad: GWh	España		Pisos		Unifamiliares	
Calefacción	4.418	7,4%	3.180	7,8%	1.238	6,4%
Agua caliente sanitaria	4.480	7,5%	2.856	7,0%	1.624	8,4%
Cocina	5.572	9,3%	3.865	9,5%	1.707	8,8%
Refrigeración	1.400	2,3%	914	2,3%	486	2,5%
Iluminación	7.045	11,7%	4.805	11,8%	2.240	11,6%
Electrodomésticos	33.099	55,2%	22.122	54,5%	10.977	56,7%
Standby	3.969	6,6%	2.869	7,1%	1.101	5,7%
TOTAL	59.983	100%	40.610	100%	19.373	100%

Figura 4.9. Consumo de electricidad por servicio, [IDAE, 2011].

En conclusión, según los datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de las figuras 4.8 y 4.9 se puede asumir que es adecuada la instalación fotovoltaica para cubrir la demanda eléctrica en el caso estudio elegido de la zona continental, pues no existe

una gran diferencia en el comportamiento de la demanda eléctrica entre pisos y viviendas unifamiliares, pero sí es muy distinto el comportamiento del consumo energético, ya que la vivienda unifamiliar de la zona continental requiere más calefacción.

En el siguiente cuadro 4.4 se realiza un cálculo estimado medio de la potencia utilizada en la vivienda unifamiliar del caso estudio, teniendo en cuenta que toda la instalación funciona a 230 V.

Equipo	Potencia (W)	Tiempo (horas/día)	Consumo (Wh/día)
Frigorífico	100	4	400
Congelador	120	5	600
Lavadora	400	0,5	200
Microondas	800	0,25	200
Televisión	50	4	200
DVD	50	1	50
Ordenador	200	1	200
Iluminación	20	4	80
Iluminación intensa	40	4	160
Otros equipos	150	6	900
TOTAL			2990

Cuadro 4.4. Valores de referencia de equipos y su potencia, [Abella, 2005].

En el cuadro 4.4 se estima que la potencia total máxima requerida es de 2.990 Wh/día. La estimación se ha realizado basándose en los valores de referencia mostrados en la literatura y solamente se han incluido los electrodomesticos que realmente se utilizan en la vivienda seleccionada, pues al tratarse de una vivienda sencilla no se necesitan electrodomésticos como el aire acondicionado, fotocopiadora, televisión de alta definición, etc. En comparación con otros casos prácticos similares encontrados en la literatura, la estimación realizada para una vivienda en Extremadura se aproxima mucho a la media. El caso práctico analizado en la provincia de Santander estima un consumo medio anual de 3.333 Wh/día y en la provincia de Murcia 2.707 Wh/día, [CIEMAT].

Debido a que el calentamiento de agua conlleva un gran consumo energético, la vivienda dispone de un calentador eléctrico independiente para suministrar agua caliente. De igual manera, la calefacción utiliza gas o gasoil, pues es la opción más eficiente y además se dispone de una estufa de leña para los días más fríos. Por todo esto, tanto el calentador de agua como la calefacción no están incluidos en la estimación del consumo eléctrico.

Unidad: kWh	España		Pisos	
Frigoríficos	662	22,4%	651	22,2%
Congeladores	563	19,1%	488	16,6%
Lavadoras	255	8,6%	253	8,6%
Lavavajillas	246	8,3%	242	8,2%
Secadoras	255	8,6%	258	8,8%
Horno	231	7,8%	223	7,6%
TV	263	8,9%	249	8,5%
Ordenadores	172	5,8%	249	8,5%
Standby	231	7,8%	237	8,1%
Resto Electrodomésticos	76	2,6%	86	2,9%
TOTAL	2.953	100%	2.936	100%

Figura 4.10. Consumo medio anual de electrodomésticos por hogar, [IDAE, 2011].

Si se compara los valores obtenidos en el cuadro 4.4 con los de la figura 4.10 la cual representa en consumo medio anual de los electrodomésticos en España, se puede observar que los valores tomados son similares, es decir, el frigorífico es el mayor consumidor del hogar, seguido del congelador y la televisión. En el cuadro 4.4 se agrupa como “Otros equipos” aquellos electrodomésticos de bajo consumo como cargadores de móvil, router de la red Wi-fi, standby, secadores, radio, herramientas de cocina, etc.

4.4. Dimensionado de la instalación

En esta sección se inicia el dimensionado para los distintos componentes de la instalación. Una vez conocida la situación geográfica del caso estudio, sus características principales y la demanda requerida se puede proceder a un dimensionado teórico del sistema fotovoltaico necesario. Para ello, se va a dividir el proceso en cinco subsecciones diferentes, y en cada una de las cuales se dimensionará un elemento del sistema.

4.4.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico se puede considerar el elemento más importante e indispensable en una instalación fotovoltaica por todas las razones explicadas en el capítulo de su descripción. Es por ello que antes de proceder a los cálculos del dimensionado final se va a realizar unos cálculos previos para seleccionar el panel fotovoltaico más adecuado, ya que en el mercado hay gran variedad de modelos y ofertas. A continuación se muestran los cálculos esenciales del panel fotovoltaico.

Panel fotovoltaico

El módulo fotovoltaico seleccionado ha sido uno de los tres siguientes. Los tres módulos han sido evaluados como se muestra a continuación, pero solo uno de ellos es desarrollado. Dichos módulos son fabricados por la empresa British Petroleum y sus hojas de características han sido descargadas y anexadas.

- BP-3125
- BP-3165

■ BP-4165

Se selecciona el modelo BP-3125 y sus características principales se muestran en el cuadro 4.5 en comparación con los otros modelos.

Características		BP-3125	BP-3165	BP-4165
Máxima Potencia	[W]	125	165	165
Tensión nominal	[V]	12	24	24
Tensión en P_{max}	[V]	17,3	35,2	34,3
Intensidad en P_{max}	[A]	7,23	4,7	4,8
Corriente cortocircuito (I_{SC})	[A]	8,02	5,1	5,4
Tensión circuito abierto (V_{OC})	[V]	22,1	44,2	43,7
Dimensiones	[mm]	1510x674x50	1593x790x50	1593x790x50
Peso	[kg]	12	15,4	15,4

Cuadro 4.5. Características módulo BP-1325

Previo a la elección del modelo BP-3125 se han evaluado una serie de propiedades en cada uno de los distintos modelos.

Energía generada por un panel

La energía generada por un panel E_{panel} durante un día se puede hallar mediante la ecuación 4.1.

$$E_{panel} = I_{panel} \cdot HPS \cdot \eta_{panel} = 7,23 \cdot 3,16 \cdot 0,93 = 20,56212(Ah/dia) \quad (4.1)$$

Donde I_{panel} equivale a la corriente máxima, HPS a las horas de pico solar y η_{panel} equivalente a la eficiencia del panel indicada en la hoja de características por un 93%. Por lo tanto, la energía generada por un panel será mayor cuanto mayor intensidad circule por dicho panel.

De igual forma se puede obtener la energía generada por el campo fotovoltaico empleando la intensidad total como se muestra en la siguiente ecuación 4.2,[Aparicio, 2009]:

$$E_{campo,fv} = I_{campo,fv} \cdot HPS \cdot \eta_{panel} \quad (4.2)$$

Para calcular el valor de HPS (Horas de Pico Solar) se emplea la ecuación 4.3. Esta ecuación está basada en los valores obtenidos en la plataforma PVGIS descrita anteriormente en la sección 3.2.1 y la cual aporta el valor mensual de la irradiación recibida sobre una superficie que puede estar inclinada en la localización deseada. Utilizando los datos de irradiación generados por PVGIS, se va a considerar sólo los valores del mes más negativo (más pequeño o con menor radiación), en lugar de la media de los meses del año, como indica la literatura.

$$HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta}} = \frac{3160}{1000} = 3,16 \quad (4.3)$$

Donde R_β representa la irradiación obtenida en el mes de diciembre (el mes con menor irradiación) y I_β representa la irradiación incidente en condiciones estandar que equivale a 1 kW/m^2 . El valor obtenido de R_β , donde β representa un ángulo determinado que en este caso es 34° , es $H(34) = 3160 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$.

Otro aspecto muy importante que se debe evaluar es la inclinación del tejado de la vivienda y de los paneles fotovoltaicos respecto a la radiación solar. En el anexo B se incluye una explicación del análisis llevado a cabo para averiguar el ángulo de inclinación óptimo de los paneles mediante el uso del software PVGIS. En el anexo B se muestra que el ángulo de inclinación óptimo es de 34° .

A continuación en el cuadro 4.6 se muestran las características del panel fotovoltaico escogido:

Características eléctricas	
Potencia Nominal	125 W
Eficiencia	12,3 %
Tensión Nominal	12 V
Tensión punto máxima potencia (V_{max})	17.3 V
Corriente punto máxima potencia (I_{max})	7.23 A
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	8.02 A
Tensión en circuito abierto (V_{OC})	22.1 V
Características mecánicas	
Dimensiones	1510×674×50 mm
Peso	12 kg
Célula solar	Silicio policristalino (157×157)
Número células	36 células en configuración 4×9
Marco	Aluminio anodizado
Caja conexiones	IP54 con 6 terminales
Construcción	Alta transmisión con 3 mm de vidrio
Diodos	Tecnología IntegraBus con diodos by-pass
Cables	Sección 4 m^2 y conector MC
Características de operación	
Tensión máxima del sistema	1000 V
Temperatura de operación nominal	$47 \pm 2^\circ\text{C}$
Coeficiente temperatura de P_{max}	$-(0,5 \pm 0,05) \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
Coeficiente temperatura de I_{SC}	$(0,065 \pm 0,015) \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
Coeficiente temperatura de V_{OC}	$-(80 \pm 10) \text{ mV/}^\circ\text{C}$

Cuadro 4.6. Características generales del módulo fotovoltaico BP-3125.

Cuando el panel fotovoltaico está ensamblado y listo para su instalación tiene una forma como la que se muestra en las figuras 4.11 y 4.12. Mientras la parte frontal contiene todas las células solares orientadas en la misma posición, la parte posterior del panel se reduce a un conector con cables MC como muestran las figuras.



Figura 4.11. Imagen frontal del panel, [eMarine Systems].



Figura 4.12. Imagen parte posterior del panel, [eMarine Systems].

Una vez se han evaluado las propiedades ofrecidas en las hojas de características de los distintos paneles fotovoltaicos se procede a calcular en detalle las dimensiones del generador fotovoltaico seleccionado.

Cálculos dimensionado generador fotovoltaico

Previamente se ha realizado una estimación de la demanda energética de la vivienda y una preselección del módulo fotovoltaico más adecuado para el sistema, por lo tanto se puede continuar con el dimensionado del generador. Al trabajar con un regulador con los controladores de carga PWM, en lugar de un controlador seguidor del punto de máxima potencia (MPPT), se pueden emplear dos métodos para el cálculo del dimensionado del Generador Fotovoltaico (GFV), [CIEMAT].

- Funcionamiento en el punto de máxima potencia
- Método Amperios-hora

El primer método se emplea cuando se dispone de seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). No obstante, en el caso de no disponer de MPPT, se puede emplear dicho método pero habrá que incluir las pérdidas por no trabajar en el punto de máxima potencia, que dependen mucho de condiciones como la irradiación y la temperatura ambiente y pueden alcanzar valores en torno a un 25 %.

El segundo método calcula inicialmente el equivalente del consumo estimado en Amperios-Hora, para luego determinar la corriente a la que debe funcionar el generador. Una vez conocida la corriente, se puede conocer el número de paneles que se deben instalar. Por lo tanto, para este método se tienen en cuenta las siguientes suposiciones, [CIEMAT]:

- Los módulos fotovoltaicos no trabajan en el punto de máxima potencia de la curva V-I, sino en un punto cuya tensión es impuesta por la batería
- La corriente de trabajo de los módulos, o corriente nominal del módulo ($I_{MOD,MPP,STC}$), se considera prácticamente igual a la corriente del punto de máxima potencia en situaciones estandar del módulo (STC)

Teniendo en cuenta dichas consideraciones, se puede emplear las ecuaciones 4.4 y 4.5 para el dimensionado.

$$Q_{Ah} = \frac{L_{md}}{V_{BAT}} = \frac{2990}{24} = 124,58Ah \quad (4.4)$$

$$I_{GFV,MPP,STC} = \frac{Q_{Ah}}{G_d} = \frac{124,58}{5,68} = 21,93A \quad (4.5)$$

En la ecuación 4.4, Q_{Ah} representa el consumo diario medio mensual en Amperios-Hora al día, L_{md} representa el consumo diario medio mensual en Watios-Hora al día y V_{BAT} es la tensión nominal de la batería. En la ecuación 4.5, $I_{GFV,MPP,STC}$ representa la corriente total del generador FV en el punto de máxima potencia y condiciones estandar, y G_d representa la radiación solar global (kWh/m^2).

Una vez conocidos estos parámetros se averigua el número de ramas en paralelo N_p , según la ecuación 4.6.

$$N_p = \frac{I_{GFV,MPP,STC}}{I_{MOD,MPP,STC}} = \frac{21,93}{7,23} = 3,03 = 4 \text{ módulos} \quad (4.6)$$

Para conocer el número de módulos que se deben conectar en serie N_s , se emplea la ecuación 4.7

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{MOD,MPP}} = \frac{24}{17,3} = 1,39 = 2 \text{ módulos} \quad (4.7)$$

En la ecuación 4.7 $V_{MOD,MPP}$ representa la tensión del módulo en el punto de máxima potencia. Por lo tanto, el número total de módulos N_T se obtiene en la ecuación 4.8

$$N_T = N_p \cdot N_s = 4 \cdot 2 = 8 \text{ módulos} \quad (4.8)$$

Por último, para conocer la corriente total del generador FV, representada por $I_{GEN,MPP,STC}$, se puede emplear el Criterio del mes peor. Para utilizar este criterio se parte del cuadro 4.7, el cual está compuesto de la radiación solar global recibida cada mes y con diferentes inclinaciones.

Mes	0°	10°	20°	30°	34 °	40°	50°
Ene	2,05	2,53	2,97	3,33	3,47	3,60	3,79
Feb	3,17	3,77	4,27	4,68	4,84	4,96	5,11
Mar	4,69	5,20	5,60	5,86	5,94	5,99	5,96
Abr	5,62	5,93	6,11	6,14	6,12	6,03	5,77
May	6,76	6,89	6,87	6,69	6,58	6,36	5,88
Jun	7,85	7,87	7,73	7,40	7,23	6,91	6,26
Jul	8,12	8,22	8,12	7,83	7,66	7,34	6,68
Ago	7,03	7,34	7,49	7,44	7,38	7,20	6,78
Sep	5,38	5,90	6,29	6,51	6,57	6,57	6,45
Oct	3,68	4,26	4,74	5,10	5,23	5,34	5,43
Nov	2,40	2,95	3,43	3,82	3,97	4,12	4,31
Dic	1,80	2,25	2,66	3,01	3,14	3,28	3,47
Anual	4,89	5,27	5,53	5,66	5,68	5,64	5,49

Cuadro 4.7. Radiación global diaria media mensual G_d (kWh/m^2), [Center, 2015].

A continuación, se configura un nuevo cuadro utilizando los valores de la radiación del cuadro 4.7. Para ello, se calcula en cociente Consumo medio diario mensual y Radiación Solar Global (L_{md}/G_d), es decir, cada valor del cuadro se divide por el consumo medio diario de cada mes (Q_{Ah}). Entonces al realizar el cociente los distintos valores obtenidos se muestran en el cuadro 4.8, [CIEMAT].

El cuadro 4.8 indica la corriente que debe suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para cada inclinación y cada mes. Por lo tanto, si se sigue el criterio de máxima captación anual, se escoge el valor más crítico (el más pequeño) de los valores anuales resaltados en negrita. Consecuentemente, la inclinación óptima serán 34° con una intensidad del generador de 21.94 A.

Mes	0°	10°	20°	30°	34°	40°	50°
Ene	60,77	49,25	41,95	37,41	35,91	34,61	65,74
Feb	39,30	33,04	29,17	26,62	25,74	25,12	48,76
Mar	26,56	23,96	22,25	21,26	20,97	20,80	20,70
Abr	22,17	21,01	20,35	20,25	20,36	20,66	21,59
May	18,43	18,08	18,13	18,63	18,93	19,59	21,19
Jun	15,87	15,58	16,11	16,84	17,23	18,03	19,9
Jul	15,34	15,15	15,35	15,91	16,26	16,98	18,65
Ago	17,72	16,97	16,63	16,75	16,88	17,30	18,38
Sep	23,16	21,12	19,81	19,14	18,96	18,97	19,32
Oct	33,86	29,25	26,29	24,43	23,82	23,33	22,95
Nov	51,91	42,23	36,32	32,62	31,38	30,24	28,91
Dic	69,26	55,35	46,84	41,39	39,68	37,99	35,91
Anual	25,48	23,64	22,53	22,01	21,94	22,09	22,69

Cuadro 4.8. Resultados al aplicar el cociente L_{md}/G_d .

La inclinación óptima se corrobora con el software PVGIS que además de proporcionar la irradiación por superficie también muestra la inclinación óptima del módulo FV como muestra la figura 4.13.

Month	I_{opt}
Jan	63
Feb	56
Mar	43
Apr	27
May	15
Jun	6
Jul	10
Aug	22
Sep	38
Oct	52
Nov	61
Dec	65
Year	34

Figura 4.13. Valores mensuales de la inclinación óptima, [Center, 2015].

Como se muestra en la figura 4.13, la inclinación óptima anual es de 34° y coincide con la determinada en el cuadro 4.8.

Para corroborar la fiabilidad de los cálculos se emplea un método distinto, mostrado en la literatura. Para ello se emplea la ecuación 4.9.

$$P_{mp,min} = \frac{E_d \cdot G_{CEM}}{G_{dm} \cdot PR} = \frac{2990 \cdot 1000}{5680 \cdot 0,6} = 0,877kWp \quad (4.9)$$

En la expresión 4.9, $P_{mp,min}$ representa la potencia pico mínima necesaria del generador, E_D representa el consumo diario de energía calculado, G_{CEM} representa la irradiación solar en condiciones estandar de medida (1000 kW/m^2), G_{dm} representa el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano mostrado en el cuadro 4.7 y PR representa el factor de pérdidas, y dado que se trata de una instalación con inversor y batería toma un valor de 0,6 [CIEMAT].

Según la IDAE el tamaño del generador será, como máximo, un 20 % superior al $P_{mp,min}$. Por lo tanto, se emplea la siguiente condición para comprobar.

$$\begin{aligned} P_{mp} &< 1,2 \cdot P_{mp,min} \\ Np \cdot Ns \cdot P_{max} &< 1,2 \cdot P_{mp,min} \\ 4 \cdot 2 \cdot 125 &< 1,2 \cdot 877 \text{ Wp} \\ 1000 \text{ Wp} &< 1052,4 \text{ Wp} \end{aligned}$$

El número de paneles totales multiplicado por la potencia máxima del generador debe ser menor a la potencia pico mínima del generador multiplicado por el factor 1,2. Dado que esta condición se cumple, se considera que los cálculos realizados para conocer la cantidad de paneles necesarios son correctos.

4.4.2. Dimensionado del sistema de acumulación

Para asegurar un correcto funcionamiento del sistema, se debe conocer la cantidad de energía que deben almacenar las baterías. Según las profundidades de descarga mencionadas anteriormente en la sección 3.2.3, se puede distinguir entre varias capacidades:

- La capacidad nominal diaria C_{nd} como indica la ecuación 4.10

$$C_{nd} = \frac{L_{ma}}{P_{Dmax,d} \cdot F_{CT}} = \frac{2990}{0,15 \cdot 1} = 19933,3Wh \quad (4.10)$$

- La capacidad nominal estacional C_{ne} como indica la ecuación 4.11

$$C_{ne} = \frac{L_{ma} \cdot N}{P_{Dmax,e} \cdot F_{CT}} = \frac{2990 \cdot 7}{0,7 \cdot 1} = 21357,1Wh \quad (4.11)$$

Donde P_{Dmax} representa la profundidad de descarga máxima de la batería, L_{ma} representa el consumo diario medio y F_{CT} representa el factor de corrección de la temperatura.

Por último, una vez se conocen ambas capacidades, se escoje la mayor para el dimensionado, pues tiene mejor margen de seguridad, $C_n = 21357,1Wh = 889,9Ah$.

Para conocer la cantidad de baterías necesarias se debe analizar según el tipo de batería y la capacidad estimada. Para ello se parte de analizar 3 tipos de baterías distintos que se presentan en el cuadro 4.9.

Tipo	Capacidad Ah
6 OPzS-750	680
7 OPzS-850	790
6 OPzS-1000	930

Cuadro 4.9. Tipos de baterías monobloque.

Por lo tanto, para obtener el número de baterías necesarias se atiende a la relación entre la capacidad necesaria por el sistema, calculada en la ecuación 4.11, y la capacidad de la batería específica, tal y como se muestra en las ecuaciones 4.12, 4.13 y 4.14.

$$N_{6OPzS-750} = \frac{C_{bat}}{C_{bat750}} = \frac{889,9}{680} = 1,3 \quad (4.12)$$

$$N_{7OPzS-850} = \frac{C_{bat}}{C_{bat850}} = \frac{889,9}{790} = 1,13 \quad (4.13)$$

$$N_{6OPzS-1000} = \frac{C_{bat}}{C_{bat1000}} = \frac{889,9}{930} = 0,96 \quad (4.14)$$

Según estas ecuaciones se debe redondear a la alza para que el sistema de acumulación no quede mal dimensionado. Por lo tanto, se escoge la batería del tipo 6OPzS-1000 pues solo se necesitan 1 batería y es la solución más económica. Del mismo modo se conoce el número de baterías necesarias en serie según la relación mostrada en la ecuación 4.15.

$$N_{bat,s} = \frac{V_{BAT}}{V_{bat850}} = \frac{24}{12} = 2 \quad (4.15)$$

Consecuentemente, solo serán necesarias 2 baterías del tipo 6OPzS-1000 y estarán conectadas en 1 grupo con 2 baterías en serie. A continuación, la figura 4.14 muestra una imagen de la batería monobloque escogida.



Figura 4.14. Vista frontal batería monobloque 7OPzS-850 C100, [Rojas, 2015].

4.4.3. Dimensionado del regulador

Dado que el regulador controla las cargas y descargas de la batería, es primordial conocer la corriente máxima que circula por la instalación para su correcto dimensionado. Para ello, se calcula la corriente que produce el generador y la corriente que consume la carga; la máxima de estas dos corrientes será la que debe soportar el regulador.

En el mismo dispositivo se selecciona la corriente de corte a la que actúa el regulador, pero ha de soportar la máxima corriente que puede producir la instalación. Por lo tanto, la máxima corriente que puede producir el generador es la corriente de cortocircuito, o corriente de entrada al inversor $I_{entrada}$, y la cual se obtiene con la ecuación 4.16.

En el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE se indica que el regulador de carga seleccionado debe ser capaz de resistir sin daño, a temperatura ambiente, una sobrecarga simultánea de:

- La corriente de la línea del generador un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar.
- La corriente en la línea de consumo un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

Además, la tensión nominal del regulador debe coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, por lo que será de 24V.

$$I_{entrada} = I_{GFV,SC} = 1,25 \cdot (I_{MOD,SC} \cdot N_p) = 1,25 \cdot 8,02 \cdot 4 = 40,1A \quad (4.16)$$

Otra ecuación que también ofrece la literatura es:

$$I_{entrada} = I_{GFV,SC} = 1,1 \cdot (I_{MOD,SC} \cdot N_p) = 1,1 \cdot 8,02 \cdot 4 = 35,29A \quad (4.17)$$

En la ecuación 4.16, $I_{GFV,SC}$ y $I_{MOD,SC}$ representan las corrientes de cortocircuito del generador y del módulo fotovoltaico respectivamente.

La intensidad que consume la carga I_C , o intensidad de salida del inversor I_{salida} , se obtiene teniendo en cuenta la corriente máxima de dicha carga como muestra la ecuación 4.18.

$$I_{salida} = I_C = \frac{1,25 \cdot (P_{DC} + \frac{P_{AC}}{\eta_{INV}})}{V_{BAT}} \quad (4.18)$$

Donde P_{DC} y P_{AC} representan la potencia de las cargas en DC y en AC respectivamente, y η_{INV} representa el rendimiento del inversor.

La máxima corriente que debe soportar el regulador será la mayor entre la llegada del generador y la consumida por las cargas: $I_R = \max(I_{GFV,SC}, I_C)$.

A continuación se presenta el proceso realizado para escoger el regulador. Los distintos tipos de reguladores que se analizan para después proceder a la selección son los mostrados en el cuadro 4.10.

Tipo	Corriente máxima [A]
SOLARIX OMEGA	40
SOLARIX 2401	30
SOLARIX 2070	70
SOLARIX 2140	140

Cuadro 4.10. Algunos tipos de reguladores disponibles, [Aparicio, 2009].

Una vez se ha obtenido la intensidad del regulador necesaria, se compara con la intensidad de cada tipo de regulador. El número más óptimo obtenido al realizar los cálculos con cada regulador del cuadro 4.10 se muestra en la ecuación (4.19).

$$N_{SolarixOmega} = \frac{I_R}{I_{SOLARIX,OMEGA}} = \frac{40,1}{40} = 1,0025 \quad (4.19)$$

Dado que se ha tenido en cuenta un margen de error alto al calcular las intensidades circulantes, se acepta el valor obtenido y se puede redondear a la unidad. Esta afirmación se puede corroborar empleando el valor obtenido en la ecuación 4.17. Por lo tanto, es más viable emplear 1 reguladores del tipo SOLARIX OMEGA. La hoja de características del regulador fotovoltaico seleccionado se encuentra anexada en el anexo E.

4.4.4. Dimensionado del inversor

El inversor seleccionado se encarga de convertir la corriente continua del banco de baterías en energía aceptada por los equipos consumidores finales, es decir, convierten la tensión de 24V de corriente continua en 230V de corriente alterna.

La tensión de entrada en un inversor no es siempre constante, luego este debe poder transformar distintas tensiones continuas dentro de un rango determinado (en torno a un 15 %). Para dimensionar el inversor se debe tener en cuenta la potencia demandada por las cargas AC, de modo que se escoja un inversor cuya potencia nominal sea un 20 % superior a la carga demandada. La potencia mencionada se obtiene con la suma de las potencias de todos los equipos que funcionen simultáneamente en la instalación, como muestra la ecuación 4.20. Además, se debe evitar el sobredimensionado del convertidor para hacerlo trabajar en la zona donde trabaja con mayor eficiencia.

$$P_{INV} = 1,2 \cdot P_{AC} \quad (4.20)$$

Para poder seleccionar el inversor más óptimo se tiene que recurrir a la potencia máxima estimada para dimensionar las baterías. Por lo tanto, se van a barajar varias posibilidades de inversores mostrados en el cuadro 4.11 para proceder a la selección de uno de ellos.

Dado que la potencia máxima estimada es $P_{max,d} = 1930 \text{ W}$, se escoje el inversor que tiene una potencia de salida superior a la estimada. Por lo tanto, se escoje el inversor STECA C2600 el cual se muestra en la figura 4.15. Según su hoja de características la capacidad de la batería debe de ser al menos cinco veces más grande que la potencia nominal del inversor dividida por la tensión nominal de la batería.

Tipo	Tensión máxima [A]	Potencia de salida [W]
STECA C1600	12Vcc/230 Vac	1300
STECA C2600	24Vcc/230 Vac	2300
STECA C4000	24Vcc/230 Vac	3500

Cuadro 4.11. Tipos de inversores disponibles, [Aparicio, 2009].



Figura 4.15. Vista frontal inversor STECA C2600, [Renovables, 2015b].

4.4.5. Dimensionado del cableado

El dimensionado del cableado es muy importante para considerar las pérdidas producidas debido a las caídas de tensión en los cables. Si la sección elegida no es la debida puede suponer una caída de tensión más grande de lo debido. Esto significa que la corriente circulante por el conductor será superior a la permitida y se aumentará la temperatura del conductor, lo que puede generar un incendio, o el deterioro del recubrimiento aislante aumentando la posibilidad de cortocircuito. En resumen, es necesario calcular lo más preciso posible la sección del conductor y después comprobar la corriente admisible según la sección elegida.

Como se ha explicado previamente, la instalación consta de una parte de corriente alterna y otra de corriente continua, y de igual manera se deben calcular las secciones separadamente. Para ello se debe tener en cuenta el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones asiladas de red, el cual estipula como se debe elegir la sección de cable, S , óptima según la legislación vigente. También, se debe tener en cuenta toda la longitud de los cables, tanto continua como alterna, y se debe respetar el código de colores establecido para la diferenciación de la parte negativa y positiva según la normativa vigente [para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2009].

Secciones en corriente continua

Para el cálculo de la sección S (mm^2) en corriente continua se debe emplear la ecuación 4.21

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot V} \quad (4.21)$$

En la ecuación 4.21 L representa la longitud de los conductores, I representa la corriente que circula por el conductor, k representa la conductividad del material del conductor y V representa la caída de tensión en los conductores.

En los tramos en los que la corriente circulante puede variar, se debe tener en cuenta el caso en el peor escenario o la corriente mayor. Este es el caso de la corriente generada por el generador fotovoltaico, la cual será mayor cuando mayor sea la irradiación solar. También se han de proteger los cables exteriores contra la intemperie y se han de etiquetar con el código de colores (rojo y negro para los positivos y negativos respectivamente).

La caída de tensión V , se calcula para un porcentaje de la tensión nominal y la cual depende de los elementos que está interconectando, [Aparicio, 2009]:

- Caídas de tensión entre el generador fotovoltaico y el regulador/inversor: 3 %
- Caídas de tensión entre el regulador y la batería: 1 %
- Caídas de tensión entre el inversor y la batería: 1 %
- Caídas de tensión entre el regulador y el inversor: 1 %
- Caídas de tensión entre el regulador/inversor y las cargas: 3 %

Secciones en corriente alterna

Cuando se trata de una sección de cableado de corriente alterna se debe tener en cuenta el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), y el cual limita una caída de tensión para viviendas unifamiliares del 3 %.

Una vez se conoce la sección óptima del cableado se debe escoger un valor normalizado, haciendo uso de la normativa ITC-BT-19 del Ministerio de Ciencia y Tecnología, ya que no existen cables de todos los tamaños posibles, [de Ciencia y Tecnología]. A continuación se hace una selección de los distintos tipos de secciones necesarias para la instalación del caso estudio según indica el reglamento.

Elección del cableado

Como se ha mencionado anteriormente, al realizar la elección del cableado se debe conocer la corriente máxima, I_{max} , que deberá soportar el conductor. Por lo tanto, para asegurar la fiabilidad del cable se aumenta en un 25 % la intensidad circulante máxima como indica la ecuación 4.22

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{SC} \cdot N_p = 1,25 \cdot 8,02 \cdot 4 = 40,1A \quad (4.22)$$

Con la ecuación 4.22 se calcula la corriente que deberá soportar el cable mediante el producto del número de ramas conectadas en paralelo N_p y la corriente de cortocircuito de los módulos, I_{SC} , junto con el factor de seguridad.

Sabiendo la corriente I_{max} que pasará por el conductor se procede a la selección del grosor de los cables utilizando la tabla de la figura 4.16 obtenido de la normativa ITC-BT-19 y el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones aisladas de red. Es importante tener en cuenta que todos los cables serán de Cobre que tiene una conductividad $k = 56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre. Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D.						3x PVC			3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D.								3x PVC		3x XLPE o EPR	
Cobre	mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205	
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

Figura 4.16. Valores de intensidades máximas según el tipo de instalación, conductores y aislamiento, [de Ciencia y Tecnología].

El tipo de conductores seleccionado en la figura 4.16 es el de conductores aislados

en tubos en montaje superficial o empotrados (B1) y con aislamiento de Polietileno ReticuladoTrifásico (XLPE 3x). Entonces, aplicando el reglamento se debe calcular la sección de los cables que interconectan todos los elementos enumerados a continuación, [Aparicio, 2009]:

- **Cables del generador fotovoltaico al regulador:** 2 cables de 8 m de longitud, con aislamiento XLPE y una sección de 16 mm^2

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 8 \cdot 40,1}{56 \cdot (0,03 \cdot 24)} = 15,9 \text{ mm}^2 \quad (4.23)$$

- **Cables del regulador a la batería:** 2 cables de 3.5 m de longitud, con aislamiento XLPE y una sección de 25 mm^2

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 3,5 \cdot 40,1}{56 \cdot (0,01 \cdot 24)} = 20,9 \text{ mm}^2 \quad (4.24)$$

- **Cables del inversor a la batería:** 2 cables de 3.5 m de longitud, con aislamiento XLPE y una sección de 25 mm^2

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 3,5 \cdot 40,1}{56 \cdot (0,01 \cdot 24)} = 20,9 \text{ mm}^2 \quad (4.25)$$

- **Cables del regulador al inversor:** 2 cables de 4 m de longitud, con aislamiento XLPE y una sección de 25 mm^2

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 40,1}{56 \cdot (0,01 \cdot 24)} = 23,8 \text{ mm}^2 \quad (4.26)$$

- **Cables del inversor a las cargas:** 2 cables de 12.5 m de longitud, con aislamiento XLPE y una sección de 1.5 mm^2

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 12,5 \cdot 10}{56 \cdot (0,03 \cdot 230)} = 0,64 \text{ mm}^2 \quad (4.27)$$

Por último se comprueba en la tabla de la figura 4.16 que la intensidad correspondiente a la sección elegida, según la columna correspondiente, debe ser muy superior a la que realmente circula por el cable.

Con el dimensionado del sistema de cableado se dar por terminado el dimensionado teórico de la instalación para el caso estudio. Con los resultados obtenidos, se va a realizar una validación con las mismas características o similares escogidas del caso estudio mediante un software informático que se presenta a continuación.

4.5. Validación de los cálculos

En esta sección se procede a validar los cálculos realizados durante el dimensionado de la instalación. Para ello, se han evaluado algunos de los softwares más presentes en el mercado y ofrecidos por diversas fuentes como se muestra a continuación.

- PVSYST, [de Ginebra, 2015]
- INTERCALENSOF 1.0, [Castellon]
- SISIFO, [Sisifo, 2015]

De entre estos softwares, se ha seleccionado el PVSYST v6.39, pues es el que más se acerca a las características de este proyecto. PVSYST destaca entre sus competidores debido a su completa variedad de sistemas fotovoltaicos, como sistemas conectados a red, aislados, de bombeo o de redes en corriente continua; y también destacan las numerosas variables a definir por el usuario junto con una gran variedad de elementos del sistema obtenidos de numerosos fabricantes. Estas propiedades hacen que el software PVSYST sea el más idóneo para simular diseños fotovoltaicos aislados de la red y analizarlos, y el cual es desarrollado por el Centro de Estudios de Problemas Energéticos de Ginebra.

El objetivo de la simulación es conocer el comportamiento de la instalación y así evitar un sobredimensionamiento o subdimensionamiento, proyectando sistemas que se aproximan a la realidad. El software utiliza un método de simulación basado en la realización de balances energéticos horarios a lo largo de un año, realizando un seguimiento del comportamiento del sistema para calcular la combinación apropiada y así obtener un sistema que produzca la máxima cantidad de energía, [Portero, 2009].

El programa trabaja con una base de datos propia, con diferentes parámetros y datos sobre la irradiación de numerosos lugares del mundo. También cuenta con gran variedad de módulos fotovoltaicos e inversores, clasificados por fabricantes. De este modo puede realizar sencillas simulaciones con datos reales de los fabricantes. Las principales variables que se puede introducir son la distancia entre los paneles, la inclinación y acimut de los paneles, las necesidades o consumos del usuario de la instalación y los elementos del sistema. También ofrece la opción de incluir posibles obstáculos de la irradiación y sombras cercanas a los módulos, con lo que se obtienen las pérdidas detalladas de la instalación.

En el anexo C se incluyen los pasos seguidos para realizar la validación del sistema empleando PVSYST. Los resultados obtenidos con el software no son idénticos al dimensionado teórico, por lo que se han investigado alguna de las razones a las que se pueda deber estas diferencias. Los principales factores que hacen que los resultados del informe sean diferentes a los teóricos se presentan a continuación:

- Parámetros diferentes: Los parámetros introducidos en el software no siempre son idénticos a los considerados en la teoría, incluso a veces desconocidos, como puede ser el caso del albedo, los obstáculos considerados o las temperaturas de funcionamiento.
- Ratio de producción: Considera las pérdidas debidas a la conversión DC/AC, ya que el rendimiento de las células solares es inferior al indicado, debido a que suelen operar a temperaturas superiores a los 25°C
- Efecto de la temperatura: Las altas temperaturas que alcanzan los elementos de las instalaciones fotovoltaicas afectan negativamente la potencia generada. Este efecto puede resultar en pérdidas entre de hasta el 4 % por cada 10°Cy alcanzar hasta los 70°C, pero hay distintas maneras de evaluarlo.
- Pérdidas por cableado: Como consecuencia del efecto Joule, dependen principalmente de la sección y longitud de los cables.
- Pérdidas por suciedad en los paneles: Si el mantenimiento es indebido o escaso, se puede llegar a acumular gran cantidad de suciedad y polvo sobre los módulos solares. Esto puede incurrir en pérdidas de entre el 4 % y el 15 %. Influyen factores como la cercanía a carreteras, obras, lluvias insuficientes o estructuras soporte inapropiadas.

Por último, se puede concluir diciendo que se ha empleado el software PVSYST correctamente, con todos los parámetros disponibles, para evaluar la validez de los cálculos teóricos. PVSYST ha permitido conocer en detalle los distintos tipos de pérdidas que se pueden dar en una instalación fotovoltaica de estas características, y a la vez ha obtenido unos valores estimados de la energía producida. El sistema fotovoltaico no queda ni sobredimensionado ni subdimensionado con los elementos elegidos, que son muy similares a los teóricos, por lo que se considera un dimensionamiento adecuado.

Análisis Económico

5

En este capítulo se presenta un estudio de la viabilidad económica de la instalación de un sistema fotovoltaico como el desarrollado.

A continuación en el cuadro 5.1 se enumeran los tipos de costes diferentes (IVA incluido) que se van a tener en cuenta y posteriormente se desglosan los más importantes.

1. Sistema Fotovoltáico	12.086,88 EUR.
2. Cableado 1 %	120 EUR.
3. Imprevistos 8 %	966,9 EUR.
4. Protecciones 1 %	120 EUR.
5. Otros gastos 13 %	1571,1 EUR.
Total	14.864,9 EUR.

Cuadro 5.1. Costes de la instalación fotovoltaica.

En el listado anterior se ha tenido en cuenta porcentualmente algunos gastos que se dan en todas las instalaciones fotovoltaicas. Los porcentajes han sido elegidos según los gastos ocasionados en otros estudios similares donde se ha desglosado con detalle de donde proviene el gasto total. Sin embargo, en este caso particular, al tratarse de unos valores muy pequeños comparados con el coste total del sistema se han tomado como porcentajes. El gasto del cableado no suele llegar al 1 % del total de la instalación. Los gastos por imprevistos se estiman en torno al 8 %, ya que es un valor muy difícil de predecir y pueden deberse a imprevistos de cualquier tipo como rotura de algún elemento, robos, accidentes laborales, variación de los precios, sanciones económicas, etc. Al igual que el cableado, las protecciones de los cables y de los elementos manipulables como el regulador o inversor, conllevan unos gastos en torno al 1 % de la instalación. Por último, como muestran análisis económicos similares al caso práctico, se incluye un 13 % de gastos generales que no se han tenido en cuenta en los gastos principales, como por ejemplo gastos debidos a la mano de obra, el mantenimiento, el transporte, etc.

En el siguiente cuadro 5.2 se desglosan los precios de los elementos necesarios para el sistema fotovoltaico. Los precios de los componentes se han sido obtenidos directamente de la empresa que los distribuye o de otros proyectos y ejemplos que emplean el mismo modelo seleccionado.

Elemento	Unidades	Precio Unitario [Eu.]	Importe total [Eu.]
Módulo Fotovoltaico BP-3125	8	518,8	4150,4
Batería	2	1576,8	3153,6
Regulador	1	2024,5	2024,5
Inversor	1	2628	2628
Soporte para el tejado	2	65,19	130,38
Total			12.086,88

Cuadro 5.2. Precios elementos sistema fotovoltaico.

Con el cuadro 5.2 se muestra el desembolso inicial necesario para la adquisición de los elementos del sistema. Para este caso estudio no se tiene en cuenta el valor del terreno ni de la nave o vivienda.

Al tratarse de un sistema de autoconsumo no genera ingresos, pues la electricidad no se vende a la red, pero para el análisis económico se toman como ingresos el ahorro correspondiente de electricidad que consumiría la vivienda en condiciones normales. Dicho gasto mensual se representa gráficamente en la figura 5.1 y conlleva un gasto total anual de 2923,08 euros.

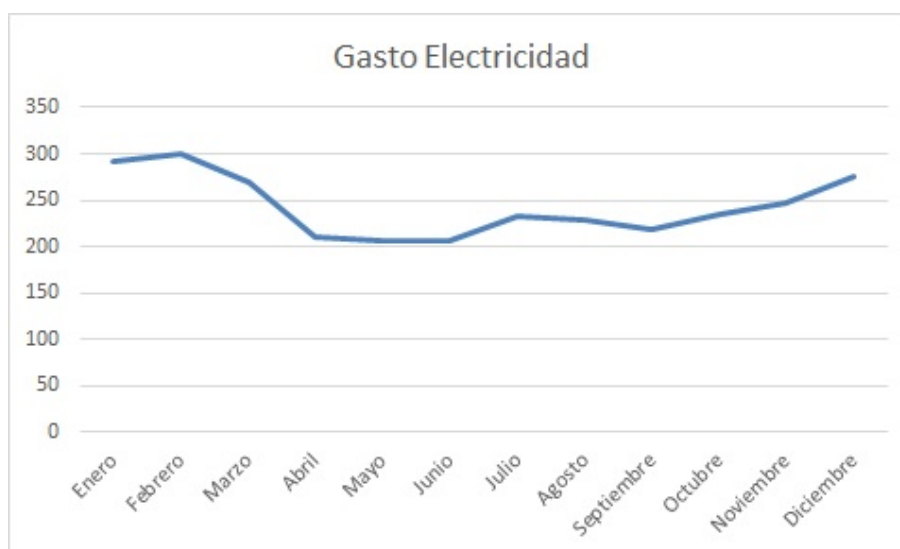


Figura 5.1. Coste mensual de la luz en la instalación.

La figura 5.1 recoge los valores de los recibos de electricidad de todo un año para una vivienda rural unifamiliar. También se aprecia como los meses de invierno con noches más largas se consumo más electricidad.

Si se compara el desembolso inicial con los ingresos estimados del ahorro de la figura anterior, se puede obtener el tiempo estimado del retorno de la inversión inicial. Este tiempo estimado o payback, se muestra en la figura 5.2

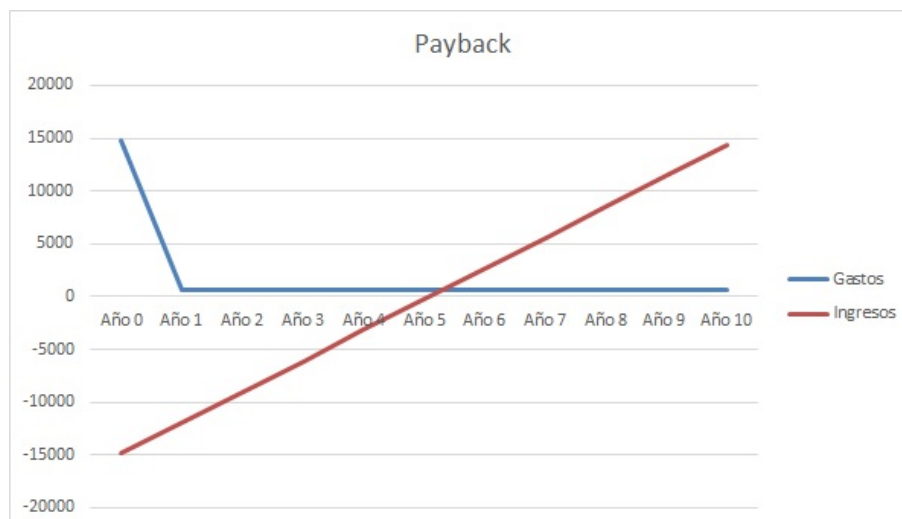


Figura 5.2. Gráfica del retorno de la inversión.

La figura 5.2 muestra como a partir del quinto año desde el inicio de la actividad se puede haber devuelto la inversión inicial. Los gastos no llegan a considerarse nulos ningún año debido a que siempre pueden ocurrir imprevistos y se debe realizar un mantenimiento periódico trimestralmente. Es importante tener en cuenta que este retorno de la inversión no es totalmente preciso, ya que se han tomado varias estimaciones de los costes aproximadas y pueden ser imprecisas. Sin embargo, con estos cálculos se permite valorar la viabilidad de la instalación en un periodo a medio-largo plazo. En este análisis no se han tenido en cuenta las ayudas ofrecidas por el Estado ni por la Unión Europea.

Discusión de los resultados

6

En este capítulo se pretende dar una visión global de los resultados obtenidos tras los cálculos realizados y cómo influyen en una instalación como la del caso estudio seleccionado.

Para comenzar, es importante valorar el tipo de instalación elegida y compararla con los diferentes modelos de instalaciones que presenta la teoría. No hay duda de que se trata de una instalación reducida para cubrir las necesidades eléctricas básicas de una vivienda unifamiliar y rural. A la vez, se trata de una vivienda apartada de los centros urbanos, como gran cantidad de explotaciones agrarias en el territorio nacional, y la cual utiliza unos electrodomésticos obsoletos de corriente alterna.

Por lo tanto, el principal inconveniente que se puede encontrar en una instalación para una vivienda de este tipo no es la disponibilidad de cubierta solar para instalar los paneles, como ocurriría en viviendas urbanas, sino encontrar un sistema adecuado a las necesidades de la vivienda y que sea económicamente viable. Es por ello que se ha realizado primero un dimensionado de la instalación, según la demanda y características de la vivienda, y luego se han analizado los costes de dicha instalación.

Los principales resultados han sido que, empleando 8 módulos solares seleccionados, junto con el resto de componentes esenciales seleccionados para el funcionamiento de la instalación, se puede cubrir la demanda eléctrica estimada en el caso estudio de una vivienda situada en Extremadura provincia de Cáceres. Como era de esperar, al tratarse de una vivienda simple con una demanda inferior a la media española, el sistema dimensionado también es de pequeño tamaño. Si se tratase de una vivienda mayor o con mayor demanda, habría que aumentar el número de paneles solares y redimensionar las capacidades necesarias de los elementos de la instalación empleando el mismo proceso.

Con el análisis económico se ha demostrado que la inversión estimada necesaria para poder colocar la instalación en el lugar deseado, se puede recuperar en un periodo inferior a 6 años. Es importante considerar el contexto en el que se ha obtenido dicha estimación, ya que las políticas, precios de la electricidad y ayudas energéticas mencionadas en el capítulo 1 pueden cambiar en menos de 6 años. Además, al tratarse de una vivienda rural dedicada a una explotación ganadera, puede necesitar una inversión demasiado alta para este tipo de negocio reducido. También es importante mencionar que algunos ejemplos de la literatura recomiendan evitar la independencia de la red eléctrica en viviendas ya conectadas a la red, pues supone una gran inversión que no siempre está asegurada dadas las condiciones actuales del sector energético.

Durante el desarrollo de este proyecto se ha realizado un estudio y dimensionado el funcionamiento de una instalación fotovoltaica para un caso estudio determinado con unas condiciones específicas. El dimensionado ha obtenido unos resultados coherentes que han sido validados con una herramienta informática. Además, se ha evaluado la viabilidad económica de una instalación como la estudiada para el caso seleccionado.

El estudio abarca las principales tecnologías relacionadas con los sistemas fotovoltaicos modernos junto con las regulaciones y políticas energéticas que afectan a este tipo de instalaciones. Para realizar el dimensionado se ha empleado la teoría mostrada de la literatura empleada en los últimos años para proyectos similares tanto a nivel nacional como internacional.

En el dimensionado se emplea la teoría para conocer las capacidades necesarias de cada elemento de la instalación fotovoltaica y así poder seleccionar el modelo más óptimo. El sistema fotovoltaico resultante más óptimo para una vivienda rural aislada con una demanda anual media estimada de 2.990 Wh/día está compuesto de los siguientes elementos principales:

- Ocho módulos fotovoltaicos del modelo BP-3125
- Dos baterías de plomo-ácido del tipo 6OPzS-1000
- Un regulador del modelo Steca Solarix Omega
- Un inversor senoidal del modelo Steca C2600

Todas las observaciones mencionadas concuerdan con la teoría y las observaciones de los elementos fotovoltaicos. Por lo tanto, se puede concluir que el análisis y el dimensionado han sido desarrollados correctamente.

Perspectiva 8

En este capítulo se consideran las perspectivas relacionadas con el proyecto y los posible trabajos futuros.

El dimensionado realizado abre la puerta a diferentes posibilidades de continuación del trabajo sobre vivienda rurales en general, y sobre el caso estudio en particular. Una posibilidad es integrar el sistema fotovoltaico con un generador eléctrico de combustible y convertirlo en un sistema híbrido. Esto es un práctica muy común, y supone una mayor seguridad de suministro en largos periodos de escasa radiación solar y permite integrar aparatos de alta potencia. Otro tipo de hibridación posible es con tecnología eólica, pues la inclusión de un aerogenerador puede ser muy positivo para el sistema, ya que estas dos tipos de tecnologías se complementan mutuamente debido a que las condiciones climáticas adversas de una suelen ser favorables para la otra.

También, es importante añadir que un trabajo futuro posible es la implantación real del sistema fotovoltaico en la vivienda seleccionada, pues se ha dimensionado para un caso estudio con necesidades energéticas como las desarrolladas en el proyecto.

Bibliografía

- Abella, 2005.** Miguel Alonso Abella. *Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. ISBN: 84-86913-12-8. S.A.P.T. PUBLICACIONES TECNICAS, S.L., 2005.
- A.Chaurey, 2010a.** T.C.Kandpal A.Chaurey. *Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview*. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110001164>, 2010. Acquired: 20-11-2015.
- A.Chaurey, 2010b.** T.C.Kandpal A.Chaurey. *Techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids*. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510000807>, 2010. Acquired: 25-11-2015.
- Agency, 2014.** International Energy Agency. *High Penetration of PV in Local Distribution Grids*. ISBN: 978-3-906042-23-7. 2014.
- AGENEX, 2015.** AGENEX. *Agencia Extremeña de la Energía*. URL: <http://www.agenex.net>, 2015. Acquired: 23-09-2015.
- Amura, 2010.** Susana Amura. *Viviendas autosuficientes, energías renovables e instalaciones en edificios*. URL: <http://susanaamura.blogspot.com.es/2010/08/teja-solar-fotovoltaica.html>, 2010. Acquired: 20-12-2015.
- Aparicio, 2009.** Miguel Pareja Aparicio. *Energía Solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. ISBN: 978-84-267-1526-5. MARCOMBO, S.A., 2009.
- Balfour, 2011.** John R. Balfour. *Advanced Photovoltaic System Design*. ISBN: 978-1-4496-2470-5. Jones and Barlett Learning, 2011.
- Castellon.** Julio Antonio Castellon. *Programa Intercalensof*. URL: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/06software/inter/Intercalensof.html>. Acquired: 30-12-2015.
- Center, 2015.** European Commission Joint Research Center. *Computation scheme of solar radiation database*. URL: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solrespvgis.htm>, 2015. Acquired: 28-11-2015.
- CIEMAT.** CIEMAT. *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*. ISBN: 978-84-7834-575-5. CIEMAT.
- Tecnología.** Ministerio de Ciencia y Tecnología. *Prescripciones Generales para Instalaciones Interiores o Receptoras, ITC-BT-19*. URL: http://www.f2i2.net/documentos/lisi/rbt/ITC_BT_19.pdf. Acquired: 15-01-2016.

Ginebra, 2015. *Centro Estudios Energeticos de Ginebra.* URL: <http://www.pvsyst.com>, 2015. Acquired: 30-12-2015.

Ingeniería Lima, 2013. Universidad Nacional de Ingeniería Lima. *Simulación de CSCP para Generación de Calor a Alta Temperatura.* URL: , 2013. Acquired: 23-11-2015.

Meteorología, 2005. Agencia Estatal de Meteorología. *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT.* URL: http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar, 2005. Acquired: 04-12-2015.

Systems. eMarine Systems. *Solar Panels, Marine Energy Solutions.* URL: <http://www.emarineinc.com>. Acquired: 01-02-2016.

Energía, 2012. Portal Energía. *Dimensionado de un controlador de carga para un sistema solar.* URL: <http://www.portal-energia.com>, 2012. Acquired: 24-02-2016.

eNGineering, 2014. *eNGineering.* URL: <http://www.renewablengineering.blogspot.com>, 2014. Acquired: 25-07-2015.

Exiomsolution, 2015. Exiomsolution. *Electrificación rural.* URL: <http://www.exiomsolution.com>, 2015. Acquired: 02-07-2015.

Fotovoltaica, 2014. Union Española Fotovoltaica. *Potencia Fotovoltaica Instalada en España.* URL: <http://www.unef.es>, 2014. Acquired: 30-12-2015.

Fotovoltaicos, 2015. *Paneles Solares Fotovoltaicos.* URL: <http://www.panelessolaresfotovoltaicos.com>, 2015. Acquired: 29-06-2015.

Gallardo, 2012. Guillermo Ibañez Gallardo. *PFC: Instalacion fotovoltaica conectada a red integrada en un edificio.* URL: , 2012. Acquired: 30-12-2015.

GCsolar, 2015. *GCsolar.* URL: <http://www.gcsolar.net>, 2015. Acquired: 19-06-2015.

Iberica, 2014. *Solar Iberica.* URL: <http://www.solariberica.es>, 2014. Acquired: 29-06-2015.

IDAE, 2011. IDAE. *Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía.* URL: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSESEC_ACC_f68291a3.pdf, 2011. Acquired: 07-06-2015.

IDAE, 2015. IDAE. *Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía.* URL: <http://www.idae.es>, 2015. Acquired: 07-09-2015.

International Energy Agency, 2001. IEA International Energy Agency. *Added Values of Photovoltaic Power Systems.* URL: <http://www.iea-pvps.org>, 2001. Acquired: 20-11-2015.

iStock. iStock. *Solar House Pictures.* URL: <http://www.istockphoto.com>. Acquired: 01-02-2016.

Maps, 2016. Google Maps. *Imagen aérea googlemaps.* URL: <http://www.googlemaps.com>, 2016. Acquired: 02-01-2016.

- Marea, 2014.** La Marea. *Siete graficos para ponerse al dia en fotovoltaica*. URL: <http://www.lamarea.com>, 2014. Acquired: 03-01-2016.
- MINETUR, 2015.** MINETUR. *Ministerio de Industria, Energía y Turismo*. URL: <http://www.minetur.gob.es>, 2015. Acquired: 10-11-2015.
- Movilae, 2012.** Movilae. *ElectraWall PV, Paneles solares cilíndricos*. URL: <http://movilae.com/electrawall-pv-paneles-solares-cilindricos/>, 2012. Acquired: 20-12-2015.
- Ovacen, 2014.** Ovacen. *Primeros paneles solares totalmente transparentes*. URL: <http://ovacen.com>, 2014. Acquired: 30-12-2015.
- Energía, 2009.** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*. URL: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf, 2009. Acquired: 15-01-2016.
- Portero, 2009.** Alberto Vegas Portero. *PFC: Diseño de una instalacion fotovoltaica de 200 kW en un edificio*. URL: , 2009. Acquired: 30-12-2015.
- Productividad, 2010.** Todo Productividad. *Como diseñar sistemas de bombeo solar*. URL: todoproductividad.blogspot.com.es/2010/05/como-disenar-sistemas-de-bombeo-solar.html, 2010. Acquired: 02-02-2016.
- Programme, 2015a.** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends 2014*. URL: <http://www.iea-pvps.org/>, 2015. Acquired: 10-11-2015.
- Programme, 2015b.** International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. *Trends 2015*. URL: <http://www.iea-pvps.org/>, 2015. Acquired: 20-11-2015.
- Quiroga, 2012.** David Sanchez Quiroga. *PFC: Sistema de energia solar fotovoltaica aislado para vivienda unifamiliar aislada*. URL: , 2012. Acquired: 30-12-2015.
- España, 2015.** REE Red Eléctrica de España. *Proyecto de Planificación y Desarrollo de la Red 2015-2020*. URL: <http://www.ree.es/es/actividades>, 2015. Acquired: 20-11-2015.
- Renovables, 2008.** Energías Renovables. *Paneles Solares Cilindricos o Tubulares*. URL: <http://energiasrenovables.es/2008/12/11/cilindrico/>, 2008. Acquired: 30-12-2015.
- Renovables, 2015a.** Energías Renovables. *Paneles Fotovoltaiicos Organicos*. URL: <http://energiasolarfotovoltaica.info/energia-solar/>, 2015. Acquired: 30-12-2015.
- Renovables, 2015b.** SavEnergy Energías Renovables. *Inversor cargador Steca*. URL: <http://senenergy.es/es/inversores-cargadores/>, 2015. Acquired: 02-01-2016.

- Renovadas, 2012.** Energías Renovadas. *Camión con energía solar para el sistema de refrigeración*. URL: <http://energiasrenovadas.com/camion-con-energia-solar-para-el-sistema-de-refrigeracion/>, 2012. Acquired: 20-12-2015.
- Rojas, 2015.** Jesús Rojas. *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. URL: <http://www.jesusrojas.es/ahorro-energetico/instalaciones-solares-fotovoltaicas>, 2015. Acquired: 02-01-2016.
- RTVE, 2014.** RTVE. *Ventanas que producen electricidad*. URL: <http://www.rtve/noticias>, 2014. Acquired: 30-12-2015.
- School, 2014.** IMF Business School. *Ventajas e Inconvenientes de las Tejas Fotovoltaicas*. URL: <http://www.imf-formacion.com/blog/>, 2014. Acquired: 30-12-2015.
- SEMI, 2015.** SEMI. *Metallurgical-grade Silicon Making Inroads in PV*. URL: <http://www.semi.org/en/IndustrySegments/Materials/p044005>, 2015. Acquired: 09-01-2016.
- sfesolar, 2015.** sfesolar. *esquema sistema autónomo*. URL: <http://www.sfe-solar.com>, 2015. Acquired: 02-07-2015.
- Sisifo, 2015.** Sisifo. *SISIFO: An online simulator of PV systems*. URL: <http://www.sisifo.info>, 2015. Acquired: 29-12-2015.
- Software, 2015.** Photovoltaic Software. *Photovoltaic and Solar Electricity Design Tools*. URL: <https://photovoltaic-software.com/pvgis.php>, 2015. Acquired: 28-11-2015.
- Solar, 2015a.** BP Solar. *BP 3125*. URL: https://www.solarpanelsaustralia.com.au/downloads/bpsolar_bp3125.pdf, 2015. Acquired: 28-11-2015.
- Solar, 2013.** Krannich Solar. *El blog de la energía fotovoltaica*. URL: <http://es.krannich-solar.eu/tag/inversor-fotovoltaico/>, 2013. Acquired: 24-02-2016.
- Solar, 2007.** Sapa Solar. *Horas solares por año*. URL: <http://www.sapa-solar.com/spain/el%20sol/Horas%20solares%20por%20a%C3%B1o.html>, 2007. Acquired: 23-11-2015.
- Solar, 2015b.** SoliClima Energía Solar. URL: <http://www.soliclima.es/fotovoltaica>, 2015. Acquired: 23-11-2015.
- Systems, 2013.** Strategic Energy Technologies Information Systems. *Technology Map 2013*. URL: <https://setis.ec.europa.eu>, 2013. Acquired: 24-11-2015.
- Tierra, 2015.** Padre Cielo Madre Tierra. URL: <http://www.padrecielomadretierra.com>, 2015. Acquired: 29-06-2015.

- Vasislis M. Fthenakis and Alsema, 2007.** Hyung Chul Kim Vasislis M. Fthenakis and Erik Alsema. *Emissions from Photovoltaic Life Cycles*. URL: <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/es071763q>, 2007. Acquired: 09-01-2016.
- Yubasolar, 2015.** Yubasolar. *Mantenimiento requerido por baterias de plomo acido*. URL: <http://www.yubasolar.net>, 2015. Acquired: 28-11-2015.

Elementos principales de las baterías



En este apéndice se presenta brevemente los elementos constructivos de una batería, al igual de como se representan en la figura A.1.

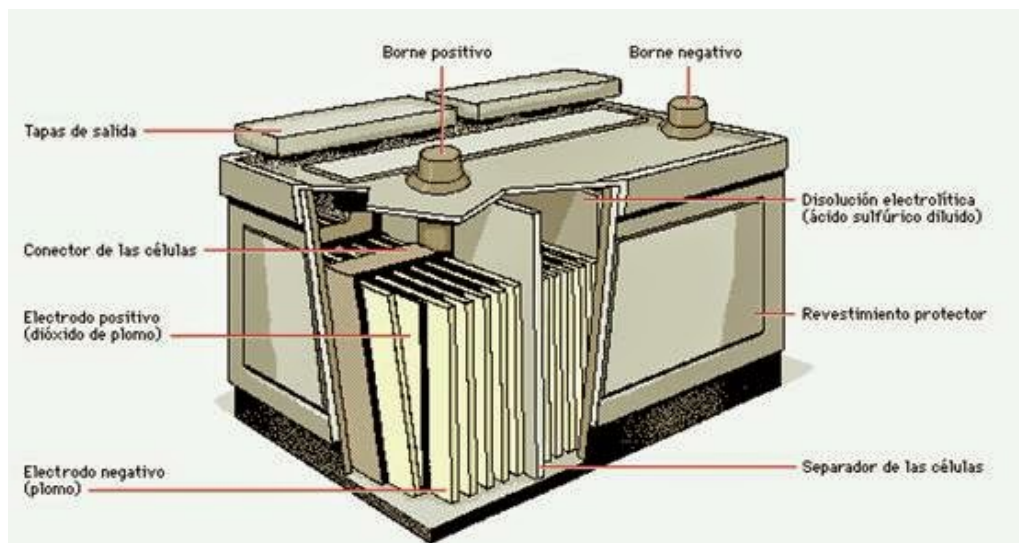


Figura A.1. Esquema batería plomo-ácido, [Yubasolar, 2015].

El componente más importante de las baterías es **la célula**, pues en ella residen los electrolitos donde ocurren las reacciones químicas. La célula consta de un conjunto de placas positivas y negativas separadas por aislantes e inmersas en soluciones electrolíticas y protegidas por un contenedor. Cada células tiene un voltaje nominal de aproximadamente 2V, y mediante asociaciones en serie como las de los módulos FV se pueden obtener tensiones de 12V y 24V mediante 6 o 12 células en serie respectivamente.

Se denomina **material activo**, aquel que se forma en las placas positivas y negativas con motivo de las reacciones químicas. La cantidad de materia activa es proporcional a la capacidad que puede suministrar la batería (Ah).

El **electrolito** es el medio conductivo que, mediante tranferencia de electrones entre las placas, permite el flujo de corriente. Suele ser una disolución de ácido sulfúrico en forma líquida o de gel en las baterías de plomo-ácido. En las baterías de níquel-cádmico es una disolución de agua e hidróxido de potasio. Es común en muchas baterías un mantenimiento periódico para realizar tareas como el rellenado de agua destilada.

La **rejilla** sirve como soporte del material activo y está compuesta por una aleación de plomo. Según la forma de la rejilla se puede diferenciar las baterías en tubulares y planas.

Las **placas** o electrodos son las rejillas que contienen el material activo. Dentro de cada células hay un número de placas, tanto positivas como negativas, conectadas en paralelo a un bus por su parte superior. El grosor de las placas determina la profundidad de descarga de la batería, pues si son muy finas tendrán una mayor superficie de reacción para suministrar altas corrientes en poco tiempo, como es el caso de las baterías de arranque, aunque limita su profundidad de descarga. Por el contrario, las placas gruesas de menor superficie permiten durante largos periodos descargas profundas.

Para separar las placas negativas y positivas y evitar cortocircuitos se emplean **separadores**. Son elementos porosos como gomas y plásticos que sirven como aislante y permiten el flujo de electrolitos y electrones entre las placas. Pueden ser separadores envolventes, los cuales también evitan el cortocircuito causado por la deposición de material activo en el fondo del contenedor.

Las **bornas** son las conexiones eléctricas externas, tanto positivas como negativas.

Los **tapones** se utilizan para evacuar los gases generados durante la carga de la batería.

Por último, el **contenedor** contiene todos los elementos de la batería y está fabricado en plástico o goma dura.

Inclinación de los paneles fotovoltaicos

B

En esta sección se muestra la inclinación del tejado elegido y por lo tanto la inclinación de los paneles fotovoltaicos, ya que se montan superpuestos a las tejas.

Considerando las condiciones del edificio, se ha averiguado que la orientación de los tejados es totalmente hacia el sur. Por lo tanto, el ángulo de azimut $\alpha = 0^\circ$, el cual es ideal para sistemas instalados en el hemisferio norte y está representado en la figura B.1.

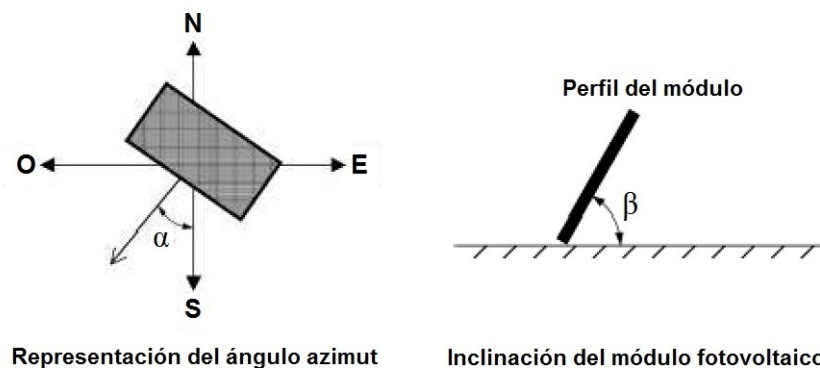


Figura B.1. Ángulos de orientación e inclinación.

Para conocer la inclinación óptima de un módulo solar en la localización seleccionada se debe recurrir a la literatura, como se ha explicado en la sección 3.2.1. Debido al desplazamiento del sol y a la rotación y traslación de la Tierra, el ángulo de incidencia en el panel irá variando durante el día y durante el año. La captación de la energía solar será máxima cuando la posición del panel sea perpendicular a la irradiación.

Teniendo en cuenta estas indicaciones y mediante el uso de PVGIS se procede al cálculo final de la inclinación óptima. Con las coordenadas obtenidas PVGIS proporciona el ángulo de inclinación óptimo mensual cuyos resultados se muestra en la tabla B.1.

Según la tabla B.1 se puede concluir que el ángulo óptimo de inclinación I_{opt} para una vivienda de uso anual en la localización seleccionada es de 34° .

Si se comparan los resultados de la tabla con las sugerencias de la literatura, mostradas en la sección 3.2.1, se puede observar que los resultados son válidos. Pues el método que ofrece la literatura indica que, según sea la latitud del lugar y si se trata de una vivienda de uso invernal o de verano, se debe colocar con una inclinación determinada como se muestra en la tabla B.2.

Mes	I_{opt} [°]
Enero	63
Febrero	56
Marzo	43
Abril	27
Mayo	15
Junio	7
Julio	10
Agosto	22
Septiembre	38
Octubre	52
Noviembre	61
Diciembre	65
Year	34

Cuadro B.1. Resultados mensuales de la irradiación óptima en PVGIS.

Latitud del lugar	Ángulo en invierno	Ángulo en verano
30°–35°	Latitud + 10°	Latitud - 10°

Cuadro B.2. Extracto de la tabla de inclinaciones en función de la latitud, [Aparicio, 2009].

Se puede comprobar en la tabla B.2 que, siendo la latitud del lugar 34°, el ángulo de inclinación óptimo en verano es de 24° y se corresponde aproximadamente con el valor mostrado en el mes de agosto de la tabla B.1. De igual modo, aumentando en 10° el valor del ángulo para invierno como indica la tabla B.2, se corresponde aproximadamente con el ángulo en el mes de marzo en la tabla B.1.

Dado que la inclinación del tejado del caso a estudio es muy similar al óptimo recomendado por la literatura, se considera apto para este proyecto.

Descripción del uso de PVSYST



En este anexo se recoge una breve descripción de la utilización del software PVSYST (Photovoltaic Systems) para su correcto funcionamiento. En este caso solo se van a emplear las funciones principales del software, por lo que no se entra muy en detalle en otras funciones y variables que contiene.

El software PVSYST permite introducir la inclinación del plano fijo y el ángulo de acimut, los cuales valen 30° y 0° respectivamente como se ha explicado previamente. Se introducen las necesidades del usuario con un valor global de 2990 Wh/día, el cual se considera constante durante todo el año. Partiendo de la base de datos del software, se selecciona el set de baterías, módulos y reguladores lo más parecido posible al seleccionado y del mismo fabricante. También, de la base de datos se seleccionan unas coordenadas en la provincia de Cáceres, lo más aproximadas al emplazamiento del caso estudio.

Por lo tanto, para la simulación se decide elegir 8 módulos de Silicio policristalino y modelo BP-3125 ordenados en 4 subgrupos con 2 módulos en serie cada uno. El inversor pertenece al fabricante Exide Classic, en particular el modelo OPzS Solar 1320 con una capacidad de 937 Ah muy similar a la estimada teóricamente. De igual modo, el inversor seleccionada se trata del Omega RLT que pertenece al fabricante Steca Solarix. No se emplea ningún generador auxiliar. Consecuentemente, el programa PVSYST obtiene los siguientes resultados mostrados en la figura C.1.

De la figura C.1 cabe destacar que los resultados principales obtenidos del análisis con las condiciones establecidas previamente son:

- Producción del Sistema: 1595 kWh/año
- Energía utilizada: 1059 kWh/año
- Factor de rendimiento (PR): 52,1 %
- Pérdidas del sistema: 0,61 kWh/kWp/día

Estos resultados son obtenidos por el software mediante el análisis de las bases de datos y las variables seleccionadas, por lo tanto hay que evaluar la fiabilidad de estos resultados para poder sacar conclusiones acertadas.

PVSYST ha tenido en cuenta una demanda del usuario constante durante el año, por lo que en los meses fríos y de poca luz solar el ratio de generación y consumo es bajo, mientras que en los meses de verano el ratio es aumenta. Además, no se trata de un sistema ideal, pues se producen pérdidas por numerosas razones. Esto explica el bajo rendimiento mostrado en los resultados.

Las pérdidas que se producen en el sistema durante el año están representadas en la figura

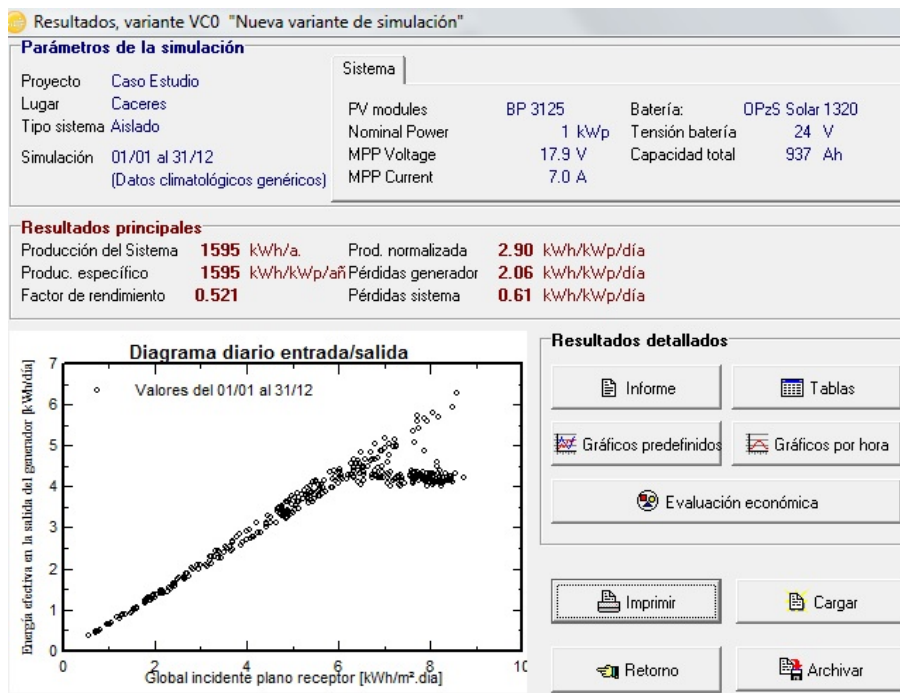


Figura C.1. Resultados simulación con el software PVSYST, [de Ginebra, 2015].

C.2. El análisis de las pérdidas es solo orientativo, pues tiene en cuenta pérdidas como la energía no utilizada que, como se explica anteriormente, son producidas por irregularidad de la demanda anual introducida.

Por último, en la figura C.3 se muestra los datos esenciales del informe generado por PVSYST

En el informa final se puede ver recogido toda la información útil producida por modelo del software. Con estos resultados se pueden sacar las conclusiones debidas según las variables introducidas inicialmente.

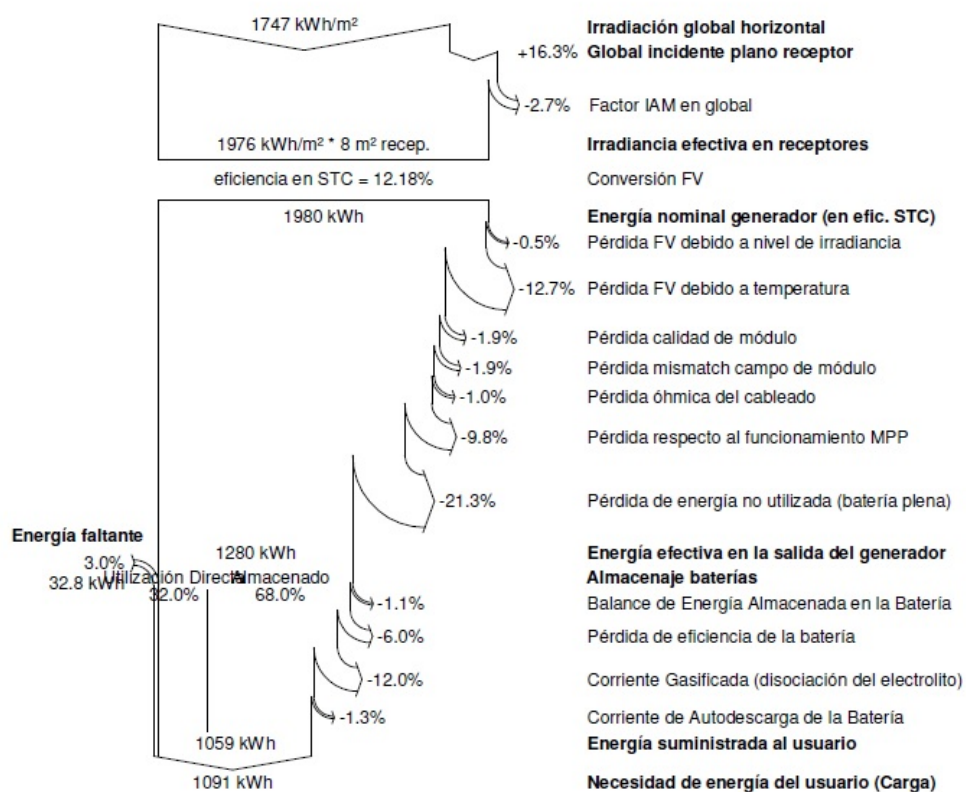


Figura C.2. Diagrama de pérdidas de la simulación, [de Ginebra, 2015].

PVSYST V6.39				29/12/15	Página 1/4
Simulación Caso Estudio					
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación					
Proyecto :		Caso Estudio			
Lugar geográfico	Caceres	País	España		
Ubicación	Latitud	39.5°N	Longitud	6.3°W	
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	408 m	
	Albedo	0.30			
Datos climatológicos:	Caceres	Síntesis - MeteoNorm 7.1 station			
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	29/12/15 13h36			
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor	Inclinación	34°	Acimut	0°	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteonorm	
Características generador FV					
Módulo FV	Si-poly	Modelo	BP 3125		
Original PVsyst database		Fabricante	BP Solar		
Superficie total	Superficie módulos	8.2 m²			
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	15.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	19 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	2.5 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.5 % (tensión fija)	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Parámetro del Sistema					
	Tipo de sistema	Sistema Aislado			
Batería	Modelo	OPzS Solar 1320			
	Fabricante	Exide Classic			
Características del banco de baterías	Tensión	24 V	Capacidad Nominal	937 Ah	
	Nº de unidades	12 en serie			
	Temperatura	Fijo (15°C)			
Regulador	Modelo	Omega/Theta			
	Fabricante	Steca Solarix			
	Tecnología	uP, Series transistor			
Umbral de Regulación Baterías	Carga	28.8/26.0 V	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.	
	Comando de Generador Auxiliar	22.2/25.8 V	Descarga	21.8/24.0 V	
Necesidades de los usuarios :		Cons. domésticos diarios			
	media	Constante durante el año			
		3.0 kWh/Día			

PVsySt Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Figura C.3. Informe PVSYST para la configuración propuesta, [de Ginebra, 2015].

Hoja de características del módulo fotovoltaico



A continuación se muestran las características del módulo fotovoltaico seleccionado para el caso práctico de este proyecto. Se ha seleccionado un módulo en concreto para poder tener toda la información posible a la hora de realizar el dimensionado y así conocer el proveedor y el precio de una instalación de este tipo.

La empresa proveedora de estos módulos es British Petroleum (BP), líder en el sector energético a nivel global, [Solar, 2015a]

125 Watt Photovoltaic Module

BP 3125

The BP 3125 is revolutionary in its construction and features our new IntegraBus™ technology. IntegraBus™ is a printed circuit board with integrated diodes that is especially designed to ensure reliability whilst managing the high current (over 7 amps) produced by our 157mm x 157mm cells. The SiN coated polycrystalline cells used in this module are the largest solar cells commercially available today. These new features make the BP 3125 the solar module with the highest rated power output of any 12V product. It is especially popular for off-grid applications such as telecommunications, water pumping and remote home systems.

Performance	BP 3125	BP 3115
Rated power	125W	115W
Module efficiency	12.3%	11.3%
Nominal voltage	12V	12V
Warranty	90% of minimum warranted power output over 12 years 80% of minimum warranted power output over 25 years Free from defects in materials and workmanship for 5 years	

Configuration

BP 3125S	Universal frame with a LoPro junction box and polarized Multicontact (MC) connectors
BP 3125U	Universal frame with an accessible junction box for cable connection

Qualification Test Parameters

Temperature cycling range	-40°C to +85°C for 200 cycles
Damp heat test	85°C and 85% relative humidity for 1000h
Front & rear static load test (eg: wind)	2400 Pa
Front load test (eg: snow)	5400 Pa
Hailstone impact test	25mm hail at 23m/s from 1m

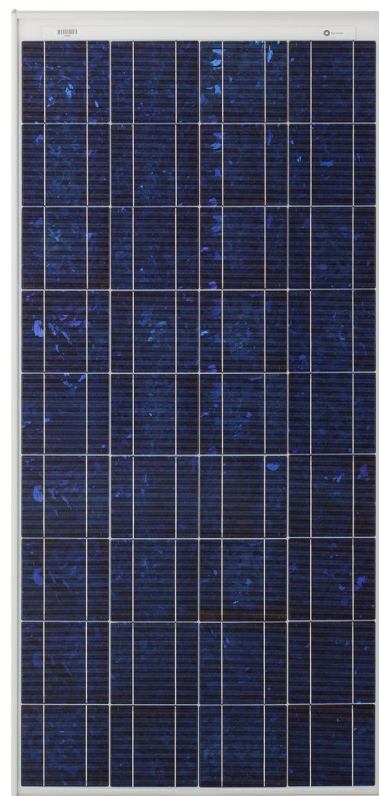
Quality and Safety

- Manufactured in ISO 9001 and ISO 14003 certified factories
- Conforms to European Community Directive 89/33/EEC, 73/23/EEC, 93/68/EEC
- Certified to IEC 61215

Module power measurements calibrated to World Radiometric Reference through ESTI (European Solar Test Installation at Ispra, Italy)

Framed modules certified by TÜV Rheinland as Safety Class II (IEC 60364) equipment for use in systems up to 1000 VDC

Framed modules listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating)

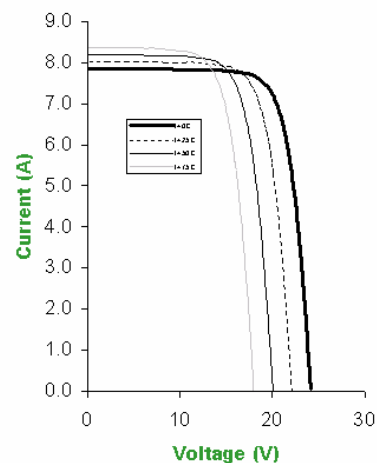


BP 3125

Efficiency (%)

9-11	11-12	12-13	13-14	14-15
------	-------	-------	-------	-------

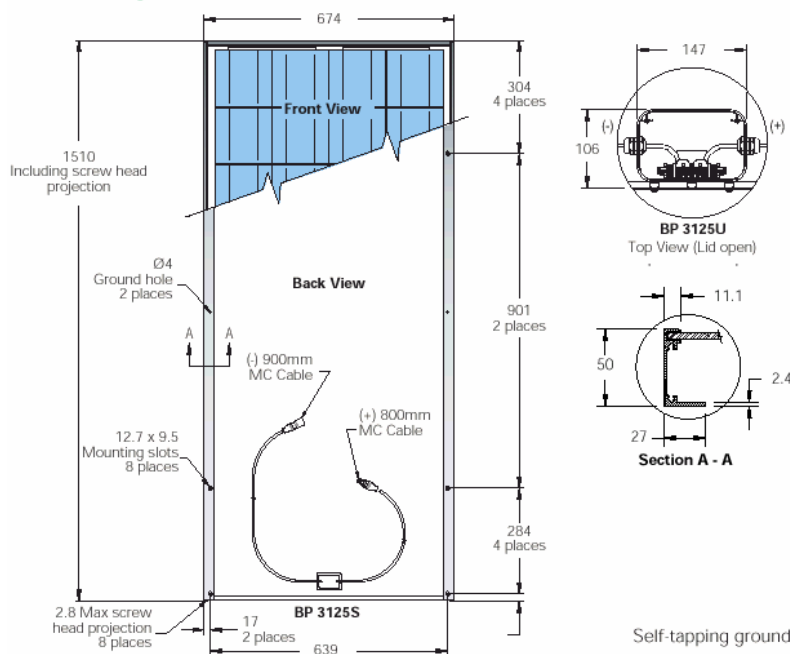
BP3125 I-V Curves



125 Watt Photovoltaic Module

BP 3125

Module Diagram



Self-tapping grounding screw, instruction sheet and warranty document included with each module.

Typical Electrical Characteristics

	BP 3125	BP 3115 ³
Rated Power (P_{max}) ¹	125W	115W
Warranted minimum power	119W	109W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	17.3V	17.1V
Current at P_{max} (I_{mp})	7.23A	6.73A
Short circuit current (I_{sc})	8.02A	7.54A
Open circuit voltage (V_{oc})	22.1V	21.75V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80±10)mV/°C	
Temperature coefficient of P_{max}	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT ²	47±2°C	
Maximum series fuse rating	15A (BP 3125S) / 20A (BP 3125U)	
Maximum system voltage	600V (IEC 61215 rating) 1000V (TÜV Rheinland rating)	

Mechanical Characteristics

	BP 3125S / BP3125U ⁴
Dimensions (mm) (Overall tolerances +/-3mm)	1510 x 674 x 50
Weight (kg)	12.0
Frame	Clear anodised aluminium, alloy type 6063T6. Colour: silver.
Solar cells	36 cells (157mm x 157mm) configured geometrically for a 9 x 4 matrix connected in series.
Output cables (BP 3125S)	RHW AWG# 12 (4mm ²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact (MC) connectors; asymmetrical lengths 900 (-) and 800mm (+).
Junction box (BP 3125U)	IP54 junction box with 6 terminal screw connection block, accepts PG 13.5, M20, 13mm conduit, or cable fittings accepting 6 –12mm diameter cable. Terminals accept 2.5 – 10mm ² (8 to 14 AWG) wire.
Diodes	IntegraBus™ technology includes for every 18 cells a Schottky by-pass diode integrated into the printed circuit board bus.
Construction	Front: High transmission 3mm tempered glass. Rear: White tedlar; Encapsulant: EVA.

Your BP Solar Distributor:



1. Standard test conditions (STC), irradiance of 1000W/m² at an AM1.5G solar spectrum and a cell temperature of 25°C.
2. Normal Operating Cell Temperature (NOCT), air temperature of 20°C; irradiance 800W/m²; wind speed 1m/s.
3. Power of solar cells varies in the normal course of production; the BP 3115 is assembled using cells of slightly lower power than the BP 3125.
4. The mechanical characteristics of the BP 3115 and BP 3125 are identical.

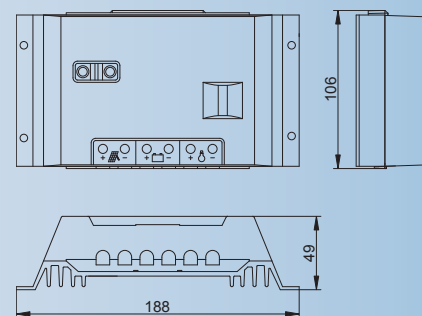
Hoja de características del regulador fotovoltaico



A continuación se incluye la hoja de características del regulador fotovoltaico seleccionado. En ella se muestran distintas características de varios tipos de reguladores con funciones muy similares y que han sido considerados para el dimensionado del caso estudio. La empresa internacional fabricante de este tipo de reguladores es Steca Elektronik, especializada en la producción de numerosos productos electrónicos solares y sistemas de carga de baterías.



Regulador Fotovoltaico



Steca Solarix

Alpha, Gamma, Sigma, Omega

Clase de potencia 8 A - 30 A



La serie Steca Solarix es el regulador de carga fotovoltaico más vendido en el mundo para empleo en sistemas solares domésticos medianos y suministro de energía fotovoltaica en el rango de 8 a 30 Amp (hasta 900 Wp). El corazón del regulador es el circuito integrado llamado ATONIC®, que contiene el software de regulación basado en un algoritmo capaz del autoaprendizaje. El resultado es un cálculo exacto del estado de carga, la mejor garantía para un larga vida útil de la batería.

Certificados

- Aprobado por TÜV para proyectos financiados por el Banco Mundial en Indonesia
- Listado para proyectos financiados por el Banco Mundial en Bangladesh, China, Laos, Nepal, Sri Lanka, Uganda
- Certificado ONE / proyectos financiados por el Grupo Bancario KfW en Marruecos
- Conforme para el uso en zonas tropicales (DIN IEC 68 parte 2-30)
- Conforme con los estándares europeos (CE)
- Listado por UL en 1999
- Made in Germany
- Especificaciones de TÜV y Banco Mundial
- ThermieB: SUP-995-96 (Marruecos)
- Fabricado en una instalación conforme con DIN EN ISO 9001:2000 y DIN EN ISO 14001



Regulador solar de carga con LED	Alpha	Gamma	Sigma	Omega
Tensión del sistema	12 V / (24 V)			
Corriente máx. de cortocircuito de entrada del módulo	8 A	12 A	20 A	30 A
Corriente máx. de salida del consumidor	8 A	12 A	20 A	30 A
Consumo propio máx.	5 mA			
Tensión final de carga (float)	13,7 V (27,4 V)			
Tensión de carga reforzada	14,4 V (28,8 V)			
Carga de compensación (desactividad para acumulador de gel)	14,7 V (29,4 V)			
Tensión de reconexión (SOC / LVR)	> 50 % SOC / 12,6 V (25,2 V)			
Protección contra descarga profunda (SOC / LVD)	< 30 % SOC / 11,1 V (22,2 V)			
Temperatura ambiente admisible	-25 °C ... +50 °C			
Tamaño del terminal (cable fino / único)	16 mm² / 25 mm²			
Tipo de protección de la caja	IP 22			
Peso	420 g			
Dimensiones L x A x A	188 x 106 x 49 mm			

Datos técnicos a 25 °C / 77 °F

Características

- Carga de baterías por modulación de duración de impulsos shunt (PWM)
- Regulación basada en el estado de carga (SOC) de la batería
- Carga reforzada
- Carga de compensación
- Tensión final de carga
- Reconexión automática del consumidor
- Reconocimiento automática de tensión (12 V / 24 V)
- Compensación de temperatura
- Toma de tierra positiva
- (o) Toma de tierra negativa en un terminal
- Puentes en la placa de circuitos impresos
- Opción: opera el consumidor sólo por la noche
- Contacto libre de potencia (optional)

Protección electrónica

- Sobrecarga
- Descarga profunda
- Voltaje de desconexión contra descarga
- Polaridad invertida en los módulos solares
- Polaridad invertida en el consumidor y la batería
- Cortocircuito en los módulos solares
- Cortocircuito en el consumidor
- Sobretemperatura
- Sobretensión
- Varistor para una protección contra descargas electromagnéticas
- Compatibilidad electromagnética (CEM)
- Protección contra circuito abierto
- Corriente invertida por la noche

Visualización

Dos LEDs

(1) LED de información del estado del sistema

(2) LED de estado de carga de batería